



Fachhochschule Köln
Cologne University of Applied Sciences



Implementação de geradores de energia descentralizados ligados a uma pequena rede usando energias renováveis

O principal objetivo deste estudo é informar sobre o desempenho e os impactos de geradores de energia descentralizados ligada à rede na Alemanha e países selecionados com aplicação de medição na rede. Além disso, o estudo dá uma visão sobre os sistemas de medição necessários

Universidade de Colonia de Ciências Aplicadas

Prof. Dr. Ingo Stadler

Dr. Ramchandra Bhandari

Debierne Madeiro

Índice

Conteúdo	2
1 Política de eletricidade renovável e sua legislação.....	4
2 Regime Jurídico de alimentação à rede (feed-in law) – o caso da Alemanha.....	7
2.1 Conexão à rede	7
2.2 Requisitos técnicos e operacionais	8
2.3 Criação e uso de conexão	8
2.4 Compra, Transmissão e Distribuição	8
2.5 Expansão da capacidade da rede	9
2.6 Gerenciamento de Alimentação (Feed-in)	9
2.7 Custos de Conexão à Rede	10
2.8 Tarifas e taxas de redução	10
2.9 Calculando a saída (output) de uma instalação	10
2.10 Duração de pagamento de tarifa	11
2.11 Taxa de redução	11
2.12 Tarifas e custos para diferentes tecnologias de geração de eletricidade renovável	11
2.12.1 Tarifas de Eletricidade de Hidroelétricas	12
2.12.2 Tarifas de Eletricidade de Gases de Aterros, Esgoto e Minas	13
2.12.3 Tarifas de Eletricidade de Biomassa	15
2.12.4 Tarifas de Eletricidade de Energia Geotérmica	17
2.12.5 Tarifas de Eletricidade de Energia Eólica	18
2.12.6 Tarifas de Eletricidade de Energia de Radiação Solar	19
2.13 Papéis dos diferentes atores	22
2.14 Impacto nas tarifas dos consumidores	23
2.15 Opções de financiamento para sistemas de energia descentralizados	26
3 Regime Jurídico da medição líquida	28
3.1 Custo médio para cada tecnologia de energia renovável	29
3.2 Medição Líquida e geração fotovoltaica (PV)	31
3.3 Medição Líquida nos EUA	31
3.3.1 Sistemas fotovoltaicos (PV) e Medição Líquida	31
3.3.2 Melhores Práticas de Medição Líquida.....	33
3.3.3 Melhores Práticas em Procedimentos de Interconexão	33
3.3.4 Preocupações de serviços públicos com a Medição Líquida	38
4 Perspectivas de medição líquida para sistemas fotovoltaicos (PV) no Brasil	40
4.1 Recursos de Radiação Solar no Brasil.....	40
4.2 Curva de Experiência de geração fotovoltaica (PV) por radiação solar.....	41
4.3 Análise Econômica	42
4.4 Paridade com a rede	43
5 Impacto da geração descentralizada sobre curvas de carga e infra-estrutura de distribuição.....	50
5.1 Situação atual e problemas relacionados à geração descentralizada em redes de distribuição na Alemanha.....	52
5.2 Problemas e soluções futuros relacionados à geração descentralizada com uma perspectiva até 2020	53
5.2.1 Possíveis gargalos nas redes de distribuição.....	54
5.2.2 Análise de estruturas distintas da grade de distribuição	59
5.2.3 Soluções para superar os gargalos na infra-estrutura de rede de distribuição	73
6 Questões de Proteção e Medição	79
6.1 Questões de proteção para geradores descentralizados relacionadas às redes de distribuição ..	79
6.1.1 Comparação dos custos de proteção com o custo total dos investimentos.....	80
6.2 Medição de produção descentralizada de eletricidade	81
Lista de Referências	84

1 Política de eletricidade renovável e sua legislação

Pelo menos 83 países no mundo têm algum tipo de política para promover a geração de energia renovável. Os 10 tipos mais comuns são a política de tarifas de alimentação à rede (feed-in), as normas de portfólio de energia renovável, as subvenções de capital ou concessões diretas, créditos fiscais de investimento, impostos sobre vendas ou isenções de impostos sobre valor agregado, comércio de certificados verdes, pagamentos pelos direitos de produção de energia ou de créditos fiscais, medição líquida, investimento público direto ou financiamento e licitação competitiva [REN 21 2010].

A política mais comum é a tarifa de alimentação à rede (feed-in) que foi promulgada em muitos países e regiões nos últimos anos. No início de 2010, pelo menos 50 países haviam adotado tarifas feed-in ao longo dos anos, mais da metade dos quais foram promulgadas desde 2005. As políticas têm estimulado a inovação e o aumento do interesse e do investimento em muitos países. Estas políticas tiveram o maior efeito sobre a energia eólica, mas também influenciaram sistemas fotovoltaicos (PV), biomassa, e desenvolvimento de pequenas centrais hidrelétricas. Continua ao redor do mundo um forte impulso para as tarifas feed-in na medida em que os países adotam novas políticas ou adaptam as já existentes.

Tabela 1.a: Países (estados / províncias) habilitando políticas de feed-in [REN 21 2010]

Ano	Numero Cumulativo	Países / Estados / Províncias acrescentados no Ano
1978	1	Estados Unidos
1990	2	Alemanha
1991	3	Suiça
1992	4	Itália
1993	6	Dinamarca, Índia
1994	8	Espanha, Grécia
1997	9	Sri Lanka
1998	10	Suécia
1999	13	Portugal, Noruega, Eslovênia
	13	-
2000		
2001	15	França, Latvia
2002	21	Algeria, Austria, Brasil, República Checa, Indonesia, Lituania
2003	27	Chipre, Estônia, Coreia do Sul Hungria, República Eslovaca, Maharashtra (India)
2004	33	Israel, Nicarágua, Prince Edward Island (Canadá), Andhra Pradesh e Madhya Pradesh (India)
2005	40	Karnataka, Uttarakhand, e Uttar Pradesh (India); China, Turquia, Equador, Irlanda
2006	45	Ontário (Canadá), Kerala (India), Argentina, Paquistão, Tailândia
2007	54	South Australia (Austrália), Albânia, Bulgária, Croácia, Rep. Dominicana, Finlândia, Macedônia, Mongólia, Uganda
2008	67	Queensland (Austrália); Califórnia (USA); Chattisgarh, Gujarat, Haryana, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, e West Bengal (India); Kenya; Filipinas, Tanzânia, Ucrânia
2009	77	Território da Capital da Austrália, New South Wales, Victoria (Austrália); Japão; Serbia; África do Sul; Taiwan; Hawaii; Oregon e Vermont (USA)
2010 (começo)	78	Reino Unido

Nota: O Número cumulativo se refere ao número de jurisdições que decretaram uma política de feed-in em determinado ano, no entanto, as políticas em alguns países foram subsequenteemente interrompidas de modo que o número de políticas existentes mencionadas neste relatório é de 75. Ver nota de rodapé 236 para mais detalhes. Muitas políticas foram revistas ou reformuladas em anos subsequentes ao ano inicial indicado em um determinado país. Todas as tarifas nacionais de feed-in da Índia de 1993 foram substancialmente descontinuadas, mas novas tarifas de feed-in foram promulgadas em 2008. Fontes: Todas as referências de políticas disponíveis, incluindo o banco de dados de Políticas e Medidas Globais de Energia Renovável disponível online na IEA e contribuições de relatórios.

A medição líquida é uma política importante para os sistemas de cobertura PV (fotovoltaicos) (bem como outras energias renováveis) que permite que a energia gerada própria compense as compras de eletricidade. Já existem leis de medição líquida em pelo menos 10 países e em 43 estados dos EUA.

A maioria das medições de líquidas é apenas para pequenas instalações, mas um número crescente de regulamentos permite que instalações maiores se qualifiquem. Pelo menos 20 estados dos EUA já permitem medição líquida de até 1 MW, pelo menos para um tipo de cliente. Algumas disposições de medição líquida estabelecem um teto para as instalações se qualificarem para medição líquida, embora estes tetos possam mudar ao longo do tempo. Por exemplo, a Califórnia em 2010 aumentou o total de capacidade com direito à medição líquida a 5% da demanda total de eletricidade em horário de pico, depois que o teto de 2.5% estava prestes a ser atingido. A medição líquida existe em um número crescente de países em desenvolvimento, por exemplo, a Tanzânia e a Tailândia. As leis de medição líquida continuam em evolução e se tornam mais sofisticadas na medida em que as novas disposições contemplem questões como geração líquida em excesso, propriedade de crédito de energia renovável e sistemas comunitários.

Alem dos subsídios e da medição líquida, algumas jurisdições estão começando a tornar células fotovoltaicas (PV) solares obrigatórias em certos tipos de novas construções através de códigos de construção. O código de construção de 2006 na Espanha se destaca. Este código torna as células fotovoltaicas (PV) solares obrigatórias em certos tipos de novas construções e reformas (bem como água quente de fonte solar)

Tabela 1.b: Países e suas políticas de promoção de energia renovável [REN 21, 2010]

País	Tarifa de alimentação	Portfólio de energia renovável padrão / quotas	Subsídios de capital, subvenções, bonificações	Investimento ou outros créditos fiscais	Imposto sobre vendas, imposto sobre energia, imposto especial de consumo, ou redução do IVA	Certificados negociáveis RE	Pagamento por produção de energia pagamentos ou créditos fiscais	Medição líquida	Investimento público, empréstimos ou financiamentos	Licitação pública
EU-27										
Austria	X		X	X		X			X	
Bélgica		(*)	X	X	X	X		X		
Bulgária	X		X						X	
Chipre	X		X							
República Checa	X		X	X	X	X		X		
Dinamarca	X		X	X	X	X		X	X	X
Estônia	X		X		X		X			
Finlândia	X		X		X	X	X			
França	X		X	X	X	X			X	X
Alemanha	X		X	X	X			X	X	
Grécia	X		X	X				X	X	
Hungria	X		X	X	X				X	X
Irlanda, Eire	X		X	X		X				X
Itália	X	X	X	X	X	X		X	X	
Latvia	X				X				X	X
Lituânia	X		X	X	X				X	
Luxemburgo	X		X	X	X					
Malta			X		X			X		
Holanda			X	X	X	X	X			
Polônia		X	X		X	X			X	X
Portugal	X		X	X	X				X	X
Romênia		X			X	X			X	
Eslováquia	X			X	X				X	
Eslovênia	X		X	X	X	X			X	X

Espanha	X		X	X	X	X			X	
Suécia		X	X	X	X	X	X		X	
Reino Unido	X	X	X		X	X			X	
Austrália	(*)	X	X			X			X	
Bielorrússia									X	
Canadá	(*)	(*)	X	X	X			X	X	X
Israel	X				X					X
Japão	X	X	X	X		X		X	X	
Macedônia	X									
Nova Zelândia			X						X	
Noruega			X		X	X			X	
Rússia			X			X				
Sérbia	X									
Coréia do Sul	X		X	X	X				X	
Suiça	X		X		X					
Ucrânia	X									
Estados Unidos	(*)	(*)	X	X	(*)	(*)	X	(*)	(*)	(*)
Alegria	X			X	X					
Argentina	X		X	(*)	X		X		X	X
Bolívia					X					
Brasil				X					X	X
Chile		X	X	X	X				X	X
China	X	X	X	X	X		X		X	X
Costa Rica							X			
República Dominicana	X		X	X	X					
Equador	X			X						
Egito					X					X
El Salvador				X	X				X	
Etiópia					X					
Gana			X		X				X	
Guatemala				X	X					
Índia	(*)	(*)	X	X	X	X	X		X	
Indonésia	X			X	X					
Irã				X			X			
Jordânia					X			X	X	
Quênia	X			X						
Malásia									X	
Ilhas Maurícias			X							
México				X				X	X	X
Mongólia	X									X
Marrocos				X	X				X	
Nicarágua	X			X	X					
Paquistão	X							X		
Territórios Palestinos					X					
Panamá							X			
Peru				X	X		X			X
Filipinas	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Ruanda									X	
África do Sul	X		X		X				X	X
Sri Lanka	X									
Tanzânia	X		X		X					
Tailândia	X				X				X	
Tunísia			X		X				X	
Turquia	X		X							
Uganda	X		X		X				X	

[illegible]

2 Regime Jurídico de uma lei de alimentação à rede (feed-in) - o caso da Alemanha

Em termos gerais, o objetivo da legislação de energia renovável é de facilitar o desenvolvimento sustentável da oferta de energia, particularmente para proteger o clima e o meio-ambiente, reduzir os custos do suprimento de energia para a economia nacional também incorporando efeitos externos de longo prazo, para conservar combustíveis fósseis e para promover o desenvolvimento continuado de tecnologias para a geração de eletricidade de fontes de energia renovável [RRG, 2009a].

Para atingir o objetivo mencionado da legislação, a Lei de Fontes de Energia Renovável da Alemanha (EEG) tem o objetivo de aumentar a fração da oferta de eletricidade de fontes de energia renovável a no mínimo 30% (antes da entrada em vigor da EEG era de aproximadamente 5%) até 2020 e continuamente aumentar esta fração após este ano.

A lei regulamenta:

- a conexão prioritária aos sistemas de rede para suprimento geral de eletricidade a partir de instalações geradoras de eletricidade de fontes de energia renovável e de minas de gás dentro do território da Alemanha, incluindo sua zona econômica exclusiva (aplicação territorial desta Lei),
- prioridade na compra, transmissão, distribuição e pagamento para esta eletricidade pelos operadores dos sistema de rede, e
- o esquema nacional de equalização para a quantidade de eletricidade adquirida e paga.

2.1 Conexão à Rede

Os operadores do sistema de rede devem imediatamente e prioritariamente ligar as instalações geradoras de eletricidade de fontes de energia renovável e de minas de gás ao ponto no sistema de rede (ou grade) (ponto de conexão à rede) adequado em termos de voltagem e que seja a distancia linear mais curta desde a localização da instalação se não houver outro sistema de rede que tenha um ponto de conexão à rede técnica e economicamente mais favorável. No caso de uma ou várias instalações com uma capacidade total máxima de 30kW em local que já tenha uma conexão ao sistema de rede, o ponto de conexão à rede deste local será considerado o ponto de conexão mais adequado.

Os operadores da instalação terão o direito de escolher outro ponto de conexão à rede neste sistema ou em outro sistema de rede adequado com respeito à voltagem. O operador do sistema de rede terá o direito de escolher um ponto de conexão à rede diferente para a instalação em questão.

A obrigação de conectar a instalação ao sistema de rede também se aplica onde a compra de eletricidade somente é possível pela otimização, aumento ou expansão do sistema de rede de acordo com a cláusula de expansão de rede.

Na medida em que é necessário para a determinação do ponto de conexão à rede e para planejamento pelo operador do sistema de rede, os interessados em alimentar eletricidade e os operadores do sistema de rede devem apresentar um ao outro, por solicitação, num prazo de oito semanas, a documentação necessária, em particular os dados de sistema de rede necessários para testar e verificar a compatibilidade da rede.

2.2 Requisitos Técnicos e Operacionais

Os operadores de instalação devem disponibilizar instalações cuja capacidade seja superior a 100 kW com uma facilidade técnica ou operacional

- para reduzir a saída (output) por meios remotos no caso de sobrecarga de rede, e

- recolher a qualquer hora o feed-in de eletricidade ao qual o operador do sistema de rede possa ter acesso, e
- também garantirão que uma instalação de energia eólica preencha os requisitos do regulamento no ponto de conexão à rede com o sistema de rede ou isoladamente ou com outras instalações.

2.3 Criação e Uso da Conexão

Os operadores da instalação poderão comissionar o operador do sistema de rede ou um terceiro qualificado para conectar as instalações bem como estabelecer e operar os dispositivos de medição, inclusive fazendo medições.

A implementação desta conexão e demais instalações necessárias para a segurança do sistema da rede deve satisfazer os requisitos técnicos do operador de rede, em um dado caso.

Onde a eletricidade a partir de fontes renováveis de energia ou de gás de mina é alimentada no sistema de grade, aplica-se a Portaria de Conexão em Baixa Tensão.

2.4 Aquisição, Transmissão e Distribuição

Os operadores do sistema de grade devem imediatamente e prioritariamente adquirir, transmitir e distribuir toda a quantidade de eletricidade de fontes de energia renovável e de gás de mina disponível.

Estas obrigações também se aplicam se a instalação está conectada ao sistema de grade do operador da instalação ou de um terceiro que não faz parte do operador da grade, e a eletricidade for fornecida por este sistema de grade a um sistema de grade por razões comerciais ou contábeis.

Estas obrigações não se aplicam quando os operadores da instalação e os operadores do sistema de grade entram em acordo em desviar-se desta compra prioritária para melhor integração da instalação ao sistema de grade.

No relacionamento ao operador de sistema de grade adquirente que não é um operador do sistema de transmissão, as obrigações com respeito à aquisição, transmissão e distribuição prioritárias se referem:

- ao operador da rede de transmissão à montante,
- ao operador do sistema de transmissão doméstico mais próximo se não existe sistema de grade de transmissão doméstica na área atendida pelo operador de rede com direito a vender eletricidade, ou
- a qualquer outro operador do sistema de grade particularmente no caso de fornecimento de acordo com a aquisição, transmissão e distribuição.

2.5 Expansão da Capacidade da Grade

À pedido dos interessados na alimentação de eletricidade, os operadores de sistema de grade devem imediatamente otimizar, melhorar e expandir seus sistemas de grade de acordo com a melhor tecnologia disponível para garantir a aquisição, transmissão e distribuição da eletricidade produzida de fontes de energia renováveis ou de gás de mina. Logo que surja o risco de que o controle técnico seja assumido sobre a instalação, os mesmos devem imediatamente informar o tempo previsto, a extensão e a duração do controle ao operador da instalação. O operador de sistema da rede pública deve imediatamente publicar em seu website as informações necessárias em conformidade com a segunda frase acima, e por com esta ação estará descrevendo as regiões do sistema de rede que sejam afetadas e as razões para o risco.

Esta obrigação se aplica a todas as instalações técnicas necessárias para a operação do sistema de grade e a todas as instalações conectadas de propriedade ou passando à propriedade do operador do sistema de

grade. O operador do sistema de grade não será obrigado a otimizar, aumentar ou expandir seu sistema de grade se isto for economicamente inviável.

2.6 Gerenciamento de Feed-in

Apesar de suas obrigações com a expansão da capacidade da grade, os operadores do sistema de grade terão excepcionalmente o direito de assumir o controle técnico das instalações conectadas a seus sistemas de grade com capacidade superior a 100kW para a geração de eletricidade de fontes de energia renovável, calor e eletricidade combinados, ou gás de mina se

- a capacidade da grade na respectiva área do sistema de grade ficar sobrecarregada por causa desta eletricidade,
- os mesmos se asseguraram que a maior quantidade possível de eletricidade de fontes de energia renovável e de geração de calor e eletricidade combinados esteja sendo adquirida, e
- os mesmos arregimentaram os dados da situação atual de feed-in na região relevante do sistema de grade.

A tomada de controle das instalações de acordo com a primeira frase acima somente será permitida por um período transitório até que as medidas mencionadas na expansão da capacidade da grade sejam concluídas.

Por solicitação daqueles operadores de instalações que foram afetados pelo gerenciamento de feed-in, os operadores deverão verificar a necessidade desta medida num prazo de quatro semanas.

2.7 Custos de Conexão à Grade

Os custos associados com a conexão de instalações de geração de eletricidade de fontes de energia renovável ou de gás de mina ao ponto de ligação à grade e com a instalação dos dispositivos necessários para o registro da quantidade de eletricidade transmitida e recebida devem ser assumidos pelo operador da instalação (conforme definido em Conexão à Grade na seção 1.2.1 acima).

2.8 Tarifas e Taxas de Regressão

As tabelas na seção 2.12 listam as tarifas de feed-in e taxas de regressão mínimas para a eletricidade gerada de fontes de energia renovável e de gás de mina para o período de 2009 a 2018 consoante a Lei de Fontes de Energia Renovável na sua versão de outubro de 2008, várias tarifas e taxas dependendo do ano em que a instalação foi comissionada. Na maioria dos casos, as instalações comissionadas antes de 2009 estão sujeitas a leis anteriores, de modo que se aplicam regras distintas. As instalações que operavam inicialmente em fontes de energia convencional e que passaram para fontes de energia renovável depois de 31 de dezembro de 2008 também estão sujeitas à legislação anterior.

2.9 Calculando a Saída (Output) de uma Instalação

Quando as tarifas variam dependendo dos níveis de output, as mesmas são determinadas separadamente para cada fração do output da instalação que se situe entre os valores limiares relevantes. Neste caso o output de uma instalação não será considerado como seu output efetivo, mas como a proporção entre o total de kWh alimentado na grade no ano calendário em questão e o total de horas inteiras deste ano calendário. Esta disposição não se aplica a energia eólica e solar.

2.10 Duração do Pagamento da Tarifa

As tarifas mínimas são pagas por 20 anos desde o comissionamento, bem como para o ano em que a instalação foi posta em operação; para instalações hidroelétricas com uma capacidade maior que 5MW vale um período de 15 anos.

2.11 Taxa de Regressão

As tarifas descritas mais abaixo neste relatório se referem a instalações comissionadas em ou depois de 1^o de janeiro de 2009 sendo reduzidas em 1^o de janeiro em cada ano subsequente por uma percentagem fixa (taxa de regressão).

Os números devem ser arredondados até a segunda casa decimal. A taxa de regressão é calculada com base no valor não arredondado do ano anterior. Exemplos de taxas de regressão que se aplicam a diferentes tipos de instalações de energia renovável são listados abaixo [EEG 2009b].

2.12 Tarifas e Custos para diferentes tecnologias de geração de eletricidade renovável

As tarifas pagas como tarifas de feed-in são consideradas como um indicador dos custos de diferentes instalações de geração de eletricidade renovável neste relatório. A intenção do legislativo foi de proporcionar às pessoas e investidores que investem em energia renovável a possibilidade de obter um rendimento entre seis e nove por cento.

Devemos mencionar que os custos diferem de uma instalação a outra ou entre um país e outro. Energia eólica e solar dependem fortemente de vento e sol. Por exemplo, sistemas fotovoltaicos podem ser aproximadamente duas vezes mais eficientes no Brasil do que na Alemanha.

2.12.1 Tarifas de Eletricidade de Força Hídrica

Novas Instalações até 5 MW

Não há regressão, duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.1.a: Tarifas de eletricidade de fonte força hídrica – novas instalações [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	Até 500kW em ct/kWh	500kW - 2MW em ct/kWh	2MW - 5MW em ct/kWh
2009	12,67	8,65	7,65
2010	12,67	8,65	7,65
2011	12,67	8,65	7,65
2012	12,67	8,65	7,65
2013	12,67	8,65	7,65
2014	12,67	8,65	7,65
2015	12,67	8,65	7,65
2016	12,67	8,65	7,65
2017	12,67	8,65	7,65
2018	12,67	8,65	7,65

Instalações modernizadas/revitalizadas até 5 MW

Não há regressão, duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.1.b: Tarifas de eletricidade de fonte de força hídrica – instalações modernizadas [EEG 2009b]

Ano de modernização/revitalização	Até 500kW em ct/kWh	500kW - 5MW
2009	11,67	8,65
2010	11,67	8,65
2011	11,67	8,65
2012	11,67	8,65
2013	11,67	8,65
2014	11,67	8,65
2015	11,67	8,65
2016	11,67	8,65
2017	11,67	8,65
2018	11,67	8,65

Instalações novas ou modernizadas somente têm direito, se for demonstrado um bom status ecológico ou uma significativa melhoria do status ecológico anterior.

Instalações modernizadas/revitalizadas acima de 5 MW

Taxa de regressão: 1,0 %; duração do pagamento de tarifa: 15 anos

2.12.1.c: Tarifas de eletricidade de fonte de força hídrica – instalações modernizadas (> 5 MW) [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 500kW em ct/kWh	até 10MW em ct/kWh	até 20MW em ct/kWh	até 50MW em ct/kWh	acima de 50MW em ct/kWh
2009	7,29	6,32	5,80	4,34	3,50
2010	7,22	6,26	5,74	4,30	3,47
2011	7,14	6,19	5,68	4,25	3,43
2012	7,07	6,13	5,63	4,21	3,40
2013	7,00	6,07	5,57	4,17	3,36
2014	6,93	6,01	5,52	4,13	3,33
2015	6,86	5,95	5,46	4,09	3,30
2016	6,79	5,89	5,41	4,05	3,26
2017	6,73	5,83	5,35	4,00	3,23
2018	6,66	5,77	5,30	3,96	3,20

As tarifas no caso de instalações modernizadas somente são pagas para a eletricidade atribuída à modernização.

2.12.2 Tarifas para Eletricidade de Gás de Aterro e Esgoto

Gás de aterro

Taxa de regressão: 1,5 %, duração do pagamento de tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.2.a: Tarifas para eletricidade de gás de aterro EEG 2009b]

Ano de comissionamento	Até 500kW _e , em ct/kWh	500kW - 5MW _e , em ct/kWh
2009	9,00	6,16
2010	8,87	6,07
2011	8,73	5,98
2012	8,60	5,89
2013	8,47	5,80

2014	8,34	5,71
2015	8,22	5,63
2016	8,10	5,54
2017	7,98	5,46
2018	7,86	5,38

Gás de Esgoto

Taxa de regressão: 1,5 %, duração do pagamento de tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.2.b: Tarifas para eletricidade de gás de esgoto [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 500kW _e em ct/kWh	500kW _e , - 5MW _e , em ct/kWh
2009	7,11	6,16
2010	7,00	6,07
2011	6,90	5,98
2012	6,79	5,89
2013	6,69	5,80
2014	6,59	5,71
2015	6,49	5,63
2016	6,40	5,54
2017	6,30	5,46
2018	6,21	5,38

A instalação terá direito mesmo se o gás for retirado da rede de gás, se o equivalente térmico da quantidade de gás retirado for igual à quantidade de gás de aterro ou esgoto injetado na rede de gás em outro ponto.

Gás de Mina

Taxa de regressão: 1,5 %, duração do pagamento de tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.2.c: Tarifas para eletricidade de gás de mina [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 500kW _e em ct/kWh	500kW _e , - 1MW _e , em ct/kWh	1MW _e - 5MW _e em ct/kWh	acima de 5MW _e em ct/kWh
2009	7,16	7,16	5,16	4,16
2010	7,05	7,05	5,08	4,10
2011	6,95	6,95	5,01	4,04
2012	6,84	6,84	4,93	3,98
2013	6,74	6,74	4,86	3,92
2014	6,64	6,64	4,78	3,86
2015	6,54	6,54	4,71	3,80
2016	6,44	6,44	4,64	3,74
2017	6,34	6,34	4,57	3,69
2018	6,25	6,25	4,50	3,63

Bônus Tecnológico consoante a Lei

As tarifas para gás de aterro, esgoto e mina podem ser aumentadas por um bônus tecnológico de 1.0 ou 2.0 €/ct/kWh se forem adotados processos inovativos em benefício do meio-ambiente. O bônus se aplica a instalações com uma capacidade até 5 MEel e está sujeito a uma taxa de regressão de 1,5%.

Processamento de Gás de Aterro e Esgoto

- até um máximo de 350 Nm³/hora: 2.0 €/ct/kWh

- até um máximo de 700 Nm³/hora: 1.0 €/ct/kWh
- Instalação de tecnologia inovativa: 2.0 €/ct/kWh (Inclui o uso de células de combustível, turbinas de gás, motores a vapor, ciclos orgânicos Rankine, instalações de combustíveis múltiplos, motores Stirling)

2.12.3 Tarifas para Eletricidade de Biomassa

Pagamentos para Instalações Gerando Eletricidade de Biomassa

Taxa de regressão: 1,0 %, duração do pagamento de tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.3.a: Tarifas para eletricidade de biomassa [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 150kW _e , em ct/kWh	150 -500kW _e , em ct/kWh	500kW _e , - 5MW _e , em ct/kWh	5MW _e , -20MW _e , em ct/kWh
2009	11,67	9,18	8,25	7,79
2010	11,55	9,09	8,17	7,71
2011	11,44	9,00	8,09	7,63
2012	11,32	8,91	8,00	7,56
2013	11,21	8,82	7,92	7,48
2014	11,10	8,73	7,85	7,41
2015	10,99	8,64	7,77	7,33
2016	10,88	8,56	7,69	7,26
2017	10,77	8,47	7,61	7,19
2018	10,66	8,39	7,54	7,12

Instalações com uma capacidade superior a 5 MW somente terão direito quando operarem em modalidade CHP com utilização razoável de calor e somente com respeito à fração de eletricidade gerada em CHP.

Instalações com uma capacidade instalada de mais de 20 MW também terão direito a pagamento rateado das tarifas mencionadas acima com respeito à fração de output de 20 MW.

A tarifa paga pode ser aumentada em 1,0 €/ct/kWh com respeito à fração de output até 500 kW_e se as instalações aceitam utilizar gás produzido pela digestão anaeróbica de biomassa e respeitam os limites de formaldeído correspondentes.

Possíveis aumentos nos pagamentos totais através de diferentes bônus (por exemplo, pelo uso de culturas energéticas, tecnologias inovativas) também estão sujeitos à taxa de regressão de 1,0%.

Tabela 2.12.3.b: Bônus de biomassa [EEG 2009b]

Bônus de eletricidade de culturas energéticas			
	Tarifa EEG ct/kWh		Tarifa EEG ct/kWh
Parte do output até 150 kW_{el}		Parte da produção até 500 kW _{el}	
Biomassa, com exceção do biogás	6,00	Biomassa, com exceção do biogás	6,00
		- biomassa sólida	0,00
		- biomassa líquida	6,00
		- biomassa gasosa (com exceção do biogás)	
Biogás	7,00	Biogás	7,00
- utilizando pelo menos uma parte de 30% dos dejetos	+4,0	- utilizando pelo menos uma parte de 30% dos dejetos	+1,0
- utilizando principalmente os resíduos das atividades de gestão da paisagem	+2,0	- utilizando principalmente os resíduos das atividades de paisagismo	+2,0
Parte do output até 5 MW_{el}			
Biomassa, incluindo biogás			
- biomassa sólida	4,00		
- biomassa líquida	0,00		
- biomassa gasosa	4,00		
- queima de madeira	2,50		
- queima de plantações de madeira de curta rotação e atividades de paisagismo	4,00		

Bônus tecnológico (para instalações até 5MW_{el}) conforme o Anexo 1	Tarifa EEG ct/kWh
Tecnologia de instalações inovativas	2,00
Para processamento de gás:	
a) até um máximo de 350Nm³/hora	2,00
b) até um máximo de 700Nm³/hora	1,00

Bônus de CHP (para uma fração de output até 20MW _{el} , somente pela fração de eletricidade alimentada na grade que for classificada como eletricidade de CHP)	Tarifa EEG ct/kWh
	3,00 ⁵⁾

⁵⁾ Isto também se aplica a instalações existentes se estas forem usadas primeiro como instalações CHP no significado do anexo 3 depois de 31 de dezembro de 2008, numa base rateada, a outras instalações para uma parte do output até 500 kW se as condições estabelecidas no anexo 3 forem observadas.

2.12.4 Tarifas para Eletricidade de Energia Geotérmica

No campo da energia geotérmica, as tarifas mais altas da nova Lei se aplicam a novas instalações comissionadas em ou após 1^o de janeiro de 2009. Os bônus também se aplicam com efeito retroativo a instalações existentes.

Energia Geotérmica

Taxa de regressão: 1,0 %, duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.4.a: Tarifas para eletricidade de energia geotérmica [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 10MWe em ct/kWh	acima de 10MW em ct/kWh
2009	16,00	10,50
2010	15,84	10,40
2011	15,68	10,29
2012	15,52	10,19
2013	15,37	10,09
2014	15,22	9,99
2015	15,06	9,89
2016	14,91	9,79
2017	14,76	9,69
2018	14,62	9,59

Bônus para Energia Geotérmica

Taxa de regressão: 1,0 %, duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.4.b: Bônus para energia geotérmica [EEG 2009b]

Bônus por uso de calor	EEG tarifa ct/kWh
para instalações de até 10MW _e / com uso de calor consoante o anexo 4	3,00
Bônus Tecnológico	
para instalações de até 10MW _e / usando tecnologia petrotérmica	4,00
Bônus aos primeiros a chegar ("early bird" bonus)	
Bônus de acordo com a seção 28 subseção (1a) EEG para instalações comissionadas antes de 1 ^o de janeiro de 2016	4,00

2.12.5 Tarifas para Eletricidade de Energia Eólica

Energia Eólica Onshore

Taxa de regressão: 1,0 %, duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.4.a: Tarifas para eletricidade de energia eólica em terra (onshore) [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	Tarifa inicial ⁷⁾ em ct/kW	Tarifa básica em ct/kWh	Bônus por sistemas de serviço ⁸⁾	Bônus de Repotenciação ⁹⁾
2009	9,20	5,02	0,50	0,50

2010	9,11	4,97	0,50	0,50
2011	9,02	4,92	0,49	0,49
2012	8,93	4,87	0,49	0,49
2013	8,84	4,82	0,48	0,48
2014	8,75	4,77	0,0	0,48
2015	8,66	4,73	0,0	0,47
2016	8,58	4,68	0,0	0,47
2017	8,49	4,63	0,0	0,46
2018	8,40	4,59	0,0	0,46

⁷⁾ A tarifa inicial mais alta é paga pelos anos ativos. O período é estendido consoante a seção 29 subseção (2) por dois meses cada a 0,75 centavos do rendimento de referência pelo qual o rendimento da instalação não chega a 150% do rendimento de referência.

⁸⁾ Consoante a seção 29 subseção (2), o bônus por sistemas de serviços para novas instalações é pago pelo mesmo período como a tarifa inicial mais alta. Instalações existentes comissionadas depois de 31 de dezembro de 2001 e antes de 1º de janeiro de 2009 têm direito a um bônus de sistemas de serviço consoante a seção 66 subseção (6) de 0,7ct por um período de cinco anos. Este pagamento é contingente ao reequipamento das instalações existentes antes de 1º de janeiro de 2011.

⁹⁾ O bônus de repotenciação consoante a seção 30 para a substituição de instalações de energia eólica existentes no mesmo local ou local adjacente é pago pelo mesmo período da tarifa inicial mais alta.

Extensão da Tarifa Inicial mais Alta

Tabela 2.12.4.b: Extensão da tarifa inicial mais alta [EEG 2009b]

Rendimento de referência em (%)	Tarifa inicial consoante a seção 29 subseção (2), primeira frase	Extensão da tarifa inicial consoante a seção 29 subseção (2), primeira frase	Duração total do pagamento da tarifa inicial
>= 150	5 anos	-	5 anos
142,5	5 anos	20 meses	6 anos, 8 meses
135	5 anos	40 meses	8 anos, 4 meses
127,5	5 anos	60 meses	10 anos
120	5 anos	80 meses	11 anos, 8 meses

Energia Eólica no Mar (Offshore)

Taxa de regressão até 2014: 0,0%; a partir de 2015; 5%; duração do pagamento da tarifa: 20 anos

Tabela 2.12.4.c: Tarifas para eletricidade de energia eólica offshore [EEG 2009b]

	Tarifa inicial em ct/kWh ¹⁰⁾	Bônus “early bird” ¹¹⁾	Tarifa básica em ct/kWh
2009	13	2	3,5
2010	13	2	3,5
2011	13	2	3,5
2012	13	2	3,5
2013	13	2	3,5
2014	13	2	3,5
2015	12,35	1,90	3,33
2016	11,73	0,0	3,16
2017	11,15	0,0	3,00
2018	10,59	0,0	2,85

¹⁰⁾ A tarifa inicial mais alta para energia eólica offshore é paga nos primeiros 12 anos depois do comissionamento da instalação. O período é estendido de acordo com a seção 31 subseção (2), terceira frase, para eletricidade de instalações localizadas pelo menos 12

milhas náuticas em direção ao mar numa profundidade de água de pelo menos 20 metros; por 0,5 meses por cada milha náutica alem de 12 milhas náuticas e por 1,7 meses por cada metro adicional de profundidade de água.

¹¹⁾ Consoante a seção 31 subseção (2), segunda frase, o bônus "early bird" é pago pelo mesmo período como a tarifa inicial mais alta.

2.12.6 Tarifas para Eletricidade de Energia de Radiação Solar

A taxa de regressão para instalações fotovoltaicas (PV) é ajustada baseada no aumento da capacidade anual na Alemanha. As taxas de regressão abaixo podem ser alteradas já em 2010 e nos anos seguintes¹¹. A 31 de outubro de cada ano, a Agência Federal de Redes acordada com o Ministério Federal para o Meio Ambiente, Conservação Natural e Segurança Nuclear e o Ministério Federal de Economia e Tecnologia publica no Diário Oficial o aumento notificado da capacidade instalada e a taxa de regressão resultante aplicável no ano seguinte bem como os níveis tarifários aplicáveis.

*Instalações autônomas*¹

Taxa de regressão²: a partir de 2010: 10 %; a partir de 2011: 9 %

Como regra o critério de adequação para instalações autônomas em conformidade com as categorias de locais é a existência de um plano vinculante de uso da terra ("Bebauungsplan").

Tabela 2.12.5.a: Tarifas para eletricidade de sistemas autônomos de PV [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	Sem levar em consideração a fração de capacidade em ct/kWh
2009	31,94
2010	28,75
2011	26,16
2012	23,80
2013	21,66
2014	19,71
2015	17,94
2016	16,32
2017	14,85
2018	13,52

Instalações em anexo ou no alto de edifícios

Taxa de regressão: Instalações até 100 kW: em 2010: 8,0 %; a partir de 2011: 9,0 %

¹ Em 6 de maio de 2010 a Câmara de Deputados da Alemanha promulgou a Lei de Fontes de Energia Renovável. Esta lei reduz as tarifas de feed-in para energia de radiação solar gerada por instalações em edifícios e em espaços abertos com efeito em 1 de julho de 2010. As tarifas e os exemplos são válidos até o momento.

² Estas tarifas não se aplicam somente a instalações autônomas, mas também a instalações no alto de estruturas físicas que não podem ser classificadas como edifícios. Instalações autônomas comissionadas depois de 31 de dezembro de 2014 não terão mais direito a pagamentos.

³ A taxa de regressão é aplicada com base no aumento anual da capacidade. A partir de 2009 os operadores de instalações PV são obrigados a informar a capacidade de sua nova construção à Agência Federal de Redes. A taxa de regressão não se altera se o aumento informado de capacidade seja de 1.0 a 1.5 MW no ano de 2009 (entre 1,1 e 1,7 MW em 2010, entre 1,2 e 1,9 MW em 2011). Se o aumento anual da capacidade instalada excede este intervalo, a taxa de regressão aumenta em um ponto porcentual, se for menor, a taxa de regressão é reduzida em um ponto porcentual. A Agência Federal de Redes acordada com o Ministério Federal para o Meio Ambiente, Conservação Natural e Segurança Nuclear e o Ministério Federal de Economia e Tecnologia publica os novos dados no Diário Oficial.

Instalações acima de 100 kW: em 2010: 10,0 %; a partir de 2011: 9,0 %

Consumo local: a partir de 2010: 10,0 %, a partir de 2011: 9,0 %

Anote as taxas de regressão efetivas publicadas no Diário Oficial!

Tabela 2.12.5.b: Tarifas para eletricidade de sistemas de PV no alto de edifícios [EEG 2009b]

Ano de comissionamento	até 30kW in ct/kWh	30kW- 100kW em ct/kWh	100- 1.000kW em ct /kWh	acima de 1,000kW em ct /kWh	Consumo local consoante a seção 33 subseção (2) EEG
2009	43,01	40,91	39,58	33,00	25,01
2010	39,57 (+/-1%)	37,64 (+/-1%)	35,62 (+/-1%)	29,70	23,01 (+/-1%)
2011	36,01	34,25	32,42	27,03	20,94
2012	32,77	31,17	29,50	24,59	19,05
2013	29,82	28,36	26,84	22,38	17,34
2014	27,13	25,81	24,43	20,37	15,78
2015	24,69	23,49	22,23	18,53	14,36
2016	22,47	21,37	20,23	16,87	13,07
2017	20,45	19,45	18,41	15,35	11,89
2018	18,61	17,70	16,75	13,97	10,82

Tarifa de Consumo Próprio

A emenda mais recente à Lei de Fontes de Energia Renováveis da Alemanha que entrou em vigor em 1^o de janeiro de 2009 contém o primeiro passo para o gerenciamento de energia doméstica. Esta emenda contém o primeiro incentivo legal para gerenciamento de energia. Garante uma tarifa especial para operadores de instalações de PV quando o operador do sistema ou um terceiro usa a eletricidade na proximidade imediata da instalação. Em 2009, o reembolso da eletricidade gerada por PV e consumida localmente foi de 25,01€ct/kWh, comparada com 43,01 c€/kWh se alimentada diretamente na grade (tabela 2.12.5.c).

Os custos de eletricidade consumida localmente são especificados pela diferença entre as tarifas de reembolso. Para sistemas de PV instalados em 2009, os custos de energia gerados por PV e consumidos localmente são de 18 €ct/kWh. Devido à redução anual de tarifas de feed-in entre 7-10%, os custos da eletricidade consumida localmente diminuirão para instalações de sistemas de PV concluídas depois de 2009 (por exemplo, 13,56 €ct/kWh em 2012 assumindo uma regressão de 9 %/ano). A opção da nova tarifa se torna interessante se o preço da eletricidade (sem o IVA) do fornecedor ficar acima dos custos da eletricidade gerada por PV e consumida localmente. De acordo com o índice de preços de eletricidade da Agência Federal de Estatísticas da Alemanha, o preço médio da eletricidade (sem o IVA) é de aproximadamente 18 €ct/kWh em 2009. A extrapolação dos aumentos de preço em aproximadamente 5%/ano pelos últimos 18 anos leva a um preço projetado de 20,84 €ct/kWh em 2012 (tabela 2.12.5.c).

Tabela 2.12.5.c: Estimativa do benefício de consumo próprio de energia de PV em €ct/kWh [Braun 2009b]

Ano	2009	2010	2011	2012
Tarifa de feed-in direto de PV	43,01	39,14	35,62	32,41
Tarifa de consumo local de PV	25,01	22,76	20,71	18,85
Custos de eletricidade	18,00	16,38	14,91	13,56

para consumo local				
Preço da eletricidade (sem IVA)	18	18,9	19,85	20,84
Benefício estimado = preço da eletricidade - custos de consumo local	0,00	2,52	4,94	7,27

Estima-se que os benefícios da energia gerada por PV consumida localmente aumentem devido ao aumento esperado dos preços de eletricidade e da redução de custo da eletricidade consumida localmente (por exemplo, para 2012: 20,84 €/kWh – 13,56 €/kWh = 7,27 €/kWh). A receita adicional permitirá a implementação de sistemas de gerenciamento de energia para melhorar a correlação entre geração de energia PV e consumo local.

2.13 Papéis dos diferentes atores

Fornecimento à Transmissão do Operador do Sistema

Os operadores do sistema de grade devem fornecer imediatamente ao operador do sistema de transmissão a montante (upstream) a eletricidade pela qual são pagas as tarifas [EEG 2009a].

Tarifas Pagas pelo Operador do Sistema de Transmissão

O operador do sistema de transmissão a montante (upstream) deverá pagar as tarifas de acordo com os critérios mencionados acima, pela quantidade de eletricidade paga pelo operador do sistema de grade de distribuição.

Reconciliação entre Operadores de Sistemas de Transmissão

Os operadores de sistemas de transmissão devem registrar as diferentes quantidades e a sequência temporal das tarifas pagas pelas quantidades de eletricidade, e devem provisoriamente e sem demora reconciliar as quantidades de eletricidade entre si e quitar as contas com respeito à quantidade de eletricidade e tarifas pagas nos termos do parágrafo abaixo.

A 31 de julho de cada ano os operadores do sistema de transmissão devem determinar a quantidade de eletricidade adquirida e paga no ano calendário anterior e que foi provisoriamente reconciliada de acordo com o parágrafo anterior, e devem determinar a porcentagem desta quantidade em relação à quantidade total de eletricidade que as companhias de energia forneceram aos consumidores finais em cada área atendida pelo operador individual do sistema de transmissão no ano calendário anterior.

Os operadores do sistema de transmissão que tiveram que adquirir mais do que essa porcentagem média terão o direito de vender eletricidade aos, e receber tarifas dos outros operadores do sistema de transmissão até que estes operadores de sistema também tenham comprado uma quantidade de eletricidade igual à porcentagem média.

Os operadores do sistema de transmissão deverão transmitir a eletricidade às companhias de eletricidade downstream.

Fornecimento aos Fornecedores

As companhias de energia que fornecem eletricidade aos consumidores finais devem adquirir e pagar pela fração de eletricidade que seu operador de sistema de transmissão adquiriu e pagou de acordo com um perfil publicado em tempo hábil e aproximado à quantidade de eletricidade efetivamente adquirida. Isto não se aplica a companhias de energia que fornecem pelo menos 50% da quantidade total de energia fornecida às mesmas.

A fração de eletricidade a ser adquirida por uma companhia de energia deve ser vista em relação à quantidade de eletricidade fornecida pela companhia de energia em questão e será determinada de modo que todas as companhias de energia recebam frações relativamente iguais. A fração deve ser calculada

como a proporção da quantidade total de eletricidade paga em relação à quantidade total de eletricidade fornecida aos consumidores finais.

As tarifas, conforme especificadas acima, serão calculadas como tarifas médias estimadas por kWh pagas dois trimestres antes por todos os operadores de grade combinados, menos os encargos pelo uso da rede evitados de acordo. Os operadores do sistema de transmissão terão direito a demandas decorrentes da reconciliação contra as companhias de energia de acordo com o primeiro parágrafo desta seção até 31 de agosto do ano posterior à alimentação de eletricidade. A reconciliação das quantidades efetivas de eletricidade adquirida e das tarifas pagas será feita em pagamentos mensais antes de 30 de setembro do ano seguinte.

Eletricidade adquirida de acordo com o primeiro parágrafo não pode ser vendida abaixo das tarifas pagas de acordo com o terceiro parágrafo se for vendida como eletricidade gerada de fontes de energia renovável ou eletricidade comparável.

Os consumidores finais que comprarem eletricidade de um terceiro e não de uma companhia de energia serão colocados em pé de igualdade com as companhias de energia.

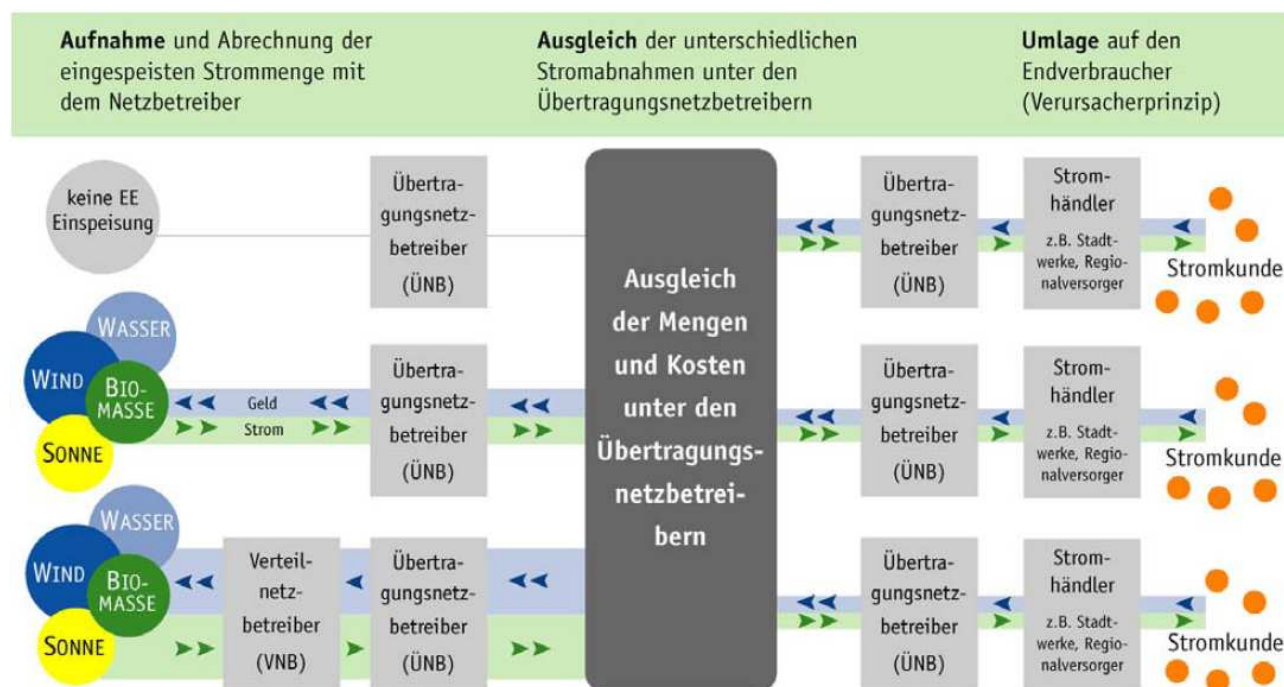


Figura 2.13.1.a: Participação dos diferentes atores no processo de equalização [Fonte:desconhecida]

2.14 Impacto nas Tarifas aos Consumidores

Desnecessário mencionar, os preços de eletricidade estão aumentando anualmente na maioria dos países nos últimos anos. Contudo, uma variedade de componentes determina o preço da eletricidade e não somente a política de energia renovável (tais como subsídios etc.). A Tabela 2.14.a dá uma idéia dos componentes individuais de preço na Alemanha.

Entre outras coisas, a tabela mostra que os custos de promoção de energias renovável pela Lei de Fontes de Energia Renovável (EEG) não podem ser considerados impostos ou encargos. A sobretaxa de EEG não vai para o Estado, mas para os operadores de instalações de EEG. A EEG meramente estabelece uma estrutura para as relações do setor privado entre os operadores de instalações de EEG e os operadores de grade e/ou fornecedores de eletricidade.

Tabela 2.14.a: Composição do preço da eletricidade para o consumidor final na Alemanha [BDEW]

vai para receita de:	Fornecedores de energia	Operadores de instalações EEG/KWKG	Autoridades federais	Estados	Cidades e Municípios	Previdência Social
Geração de energia						
Transmissão						
Distribuição						
Gerenciamento						
Sobretaxa EEG						
Sobretaxa KWKG						
Encargo de concessão						
Imposto de eletricidade						
IVA						

Figura 2.14.a (dados obtidos do BDEW) mostra o aumento de tarifa causado pela EEG no preço de kWh de para consumidores domésticos na Alemanha. A EEG é um de oito componentes que determinam o preço da eletricidade doméstica.

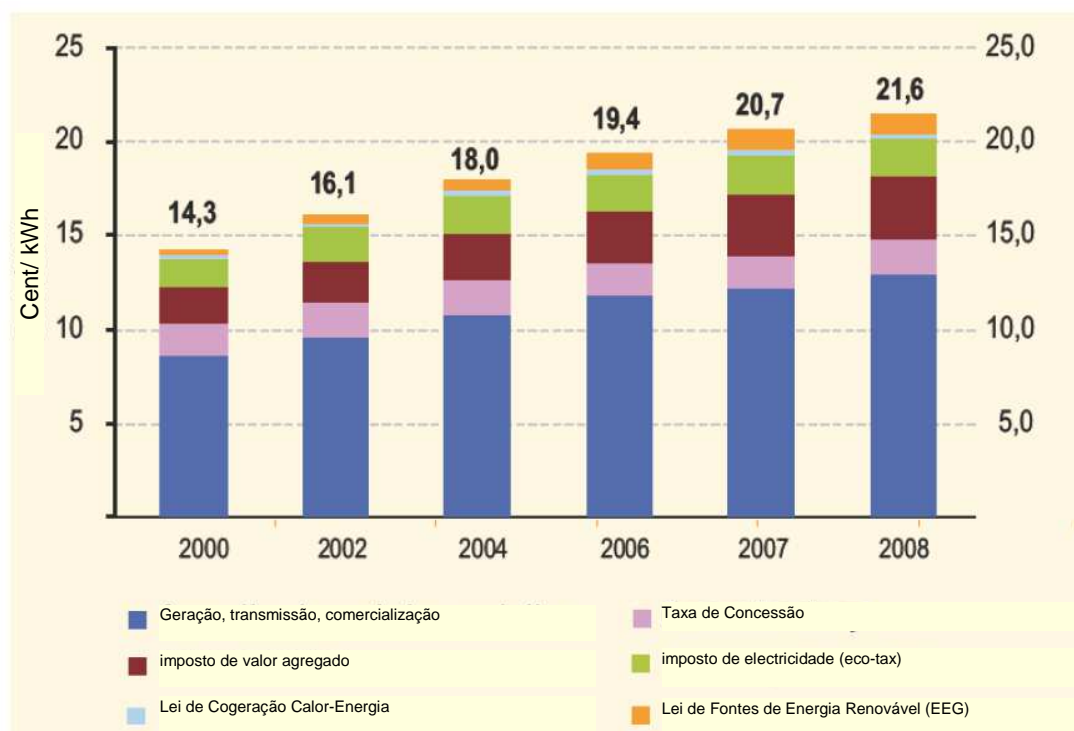


Figura 2.14.a: Evolução do preço da eletricidade para o consumidor final na Alemanha [BDEW]

De acordo com os dados do BMU (AGEE Stat) em 2008 foi gerado um total de aproximadamente 91 TWh de eletricidade de fontes de energia renovável alimentados à grade, representando aproximadamente 15% do consumo bruto de eletricidade. Deste total aproximadamente 71 TWh estavam sujeitos a remuneração de acordo com a EEG. A remuneração média da composição média de eletricidade neste período foi provavelmente aproximadamente 12 €/kWh. O total da remuneração de EEG aos operadores de instalações foi aproximadamente € 8.8 bilhões

A Tabela 2.14.b mostra a evolução dos custos de eletricidade para o consumidor doméstico de referência mencionado acima, durante os últimos sete anos. Os números se baseiam nos dados da Associação Federal de Indústrias de Energia e Água (BDEW). Em 2008, a sobretaxa de EEG, de aproximadamente 1,1 €/kWh, representava apenas 5% do preço total da eletricidade doméstica.

Tabela 2.14.b1: Composição do preço da eletricidade para o consumidor final [BDEW]

	2000	2002	2004	2006	2007	2008	2009
Conta de eletricidade €/mês (3,500 kWh/ano)	40,67	46,99	52,48	56,53	60,26	62,93	65,97
Geração, transmissão, comercialização	25,15	28,32	31,56	34,53	35,70	38,01	40,48
Lei de Fontes de Energia Renovável (EEG)*	0,58	1,02	1,58	2,20	2,90	3,10	3,10
Lei de Cogeração de Calor-Força (KWKG)**	0,38	0,73	0,91	0,90	0,85	0,58	0,67
Encargo de concessão ***	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Imposto de Eletricidade (eco-tax)	3,73	5,22	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97
Imposto de valor adicionado	5,61	6,48	7,24	7,81	9,62	10,05	10,53
Conta de eletricidade a preços de 2005	43,87	49,00	53,28	55,74	58,00	59,03	61,31

* Valores a partir de 2005: cálculos de BMU baseados nos preços de atacado aplicáveis.

** A partir de 2002 com base na nova Lei de Cogeração de Calor e Energia que entrou em vigor em 1º de abril de 2002. Aumento devido à redução de ônus na indústria manufatureira.

*** Grandes diferenças regionais: 1,32 a 2,39 centavos por kilowatt-hora a partir de 2002, dependendo do tamanho da comunidade; alguns municípios abrem mão desta receita.

Em casos individuais há consideráveis variações no tamanho da sobretaxa de EEG, dependendo do consumo de eletricidade. Baseado na variedade de consumidores individuais ou dos tipos de uso, a sobretaxa média de EEG em 2008 em geral dá origem a custos domésticos de 2 a 6 €/mês. A evolução da quantidade de eletricidade alimentada e o pagamento monetário pela Lei de Alimentação de Eletricidade (StrEG) e a EEG na Alemanha nos últimos anos estão retratados na Figura 2.14.b.

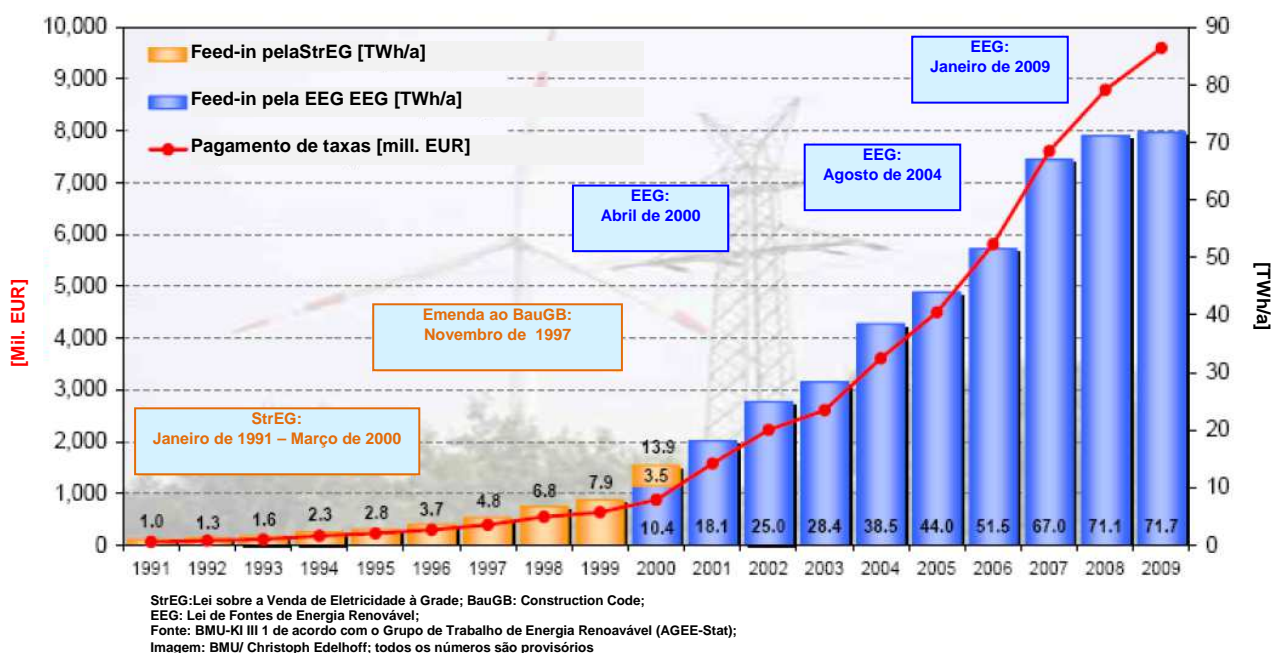


Figura 2.14.b: Desenvolvimento da quantidade de eletricidade alimentada [BMU]

2.15 Opções de Financiamento para Sistemas Descentralizados de Energia

As principais barreiras para o uso difundido de energia renovável são os altos custos iniciais, em particular para a instalação de equipamento. Até certo ponto, o reforço da capacidade de construção, a promoção de ambientes favoráveis, o desenvolvimento de estruturas políticas e a demanda por tecnologias de energia renovável podem ajudar a mitigar os elevados custos das transações e mercados pouco desenvolvidos. Mas mesmo se essas barreiras forem retiradas, os custos iniciais de investimento de projetos de energia renovável ainda serão maiores do que os das tecnologias convencionais.

Felizmente, um bom número de instituições financeiras (bancos eco/verdes) já oferece empréstimos a baixas taxas de juros para energia renovável, especialmente devido ao baixo risco destes investimentos, especialmente em países onde há políticas de garantia de receita de longo prazo pelo fornecimento de eletricidade. Outros bancos trabalhando em questões de mudança climática e proteção ao meio ambiente também fornecem tais empréstimos a tecnologias tais como sistemas PV, que podem contribuir positivamente para o meio ambiente global.

Também no caso do Brasil, estas instituições já existem ou poderão surgir no futuro, desde que o investimento no setor de Energia Renovável seja garantido por medidas políticas. Para compreender o impacto de taxas de juros bancárias sobre o preço de geração de um kWh e através disso chegando à paridade na grade, foi plotada uma curva de paridade de grade no sub-capítulo de paridade de grade (seção 4.4 – caso 11) para taxas de juros bancários variando de 0 a 15%.

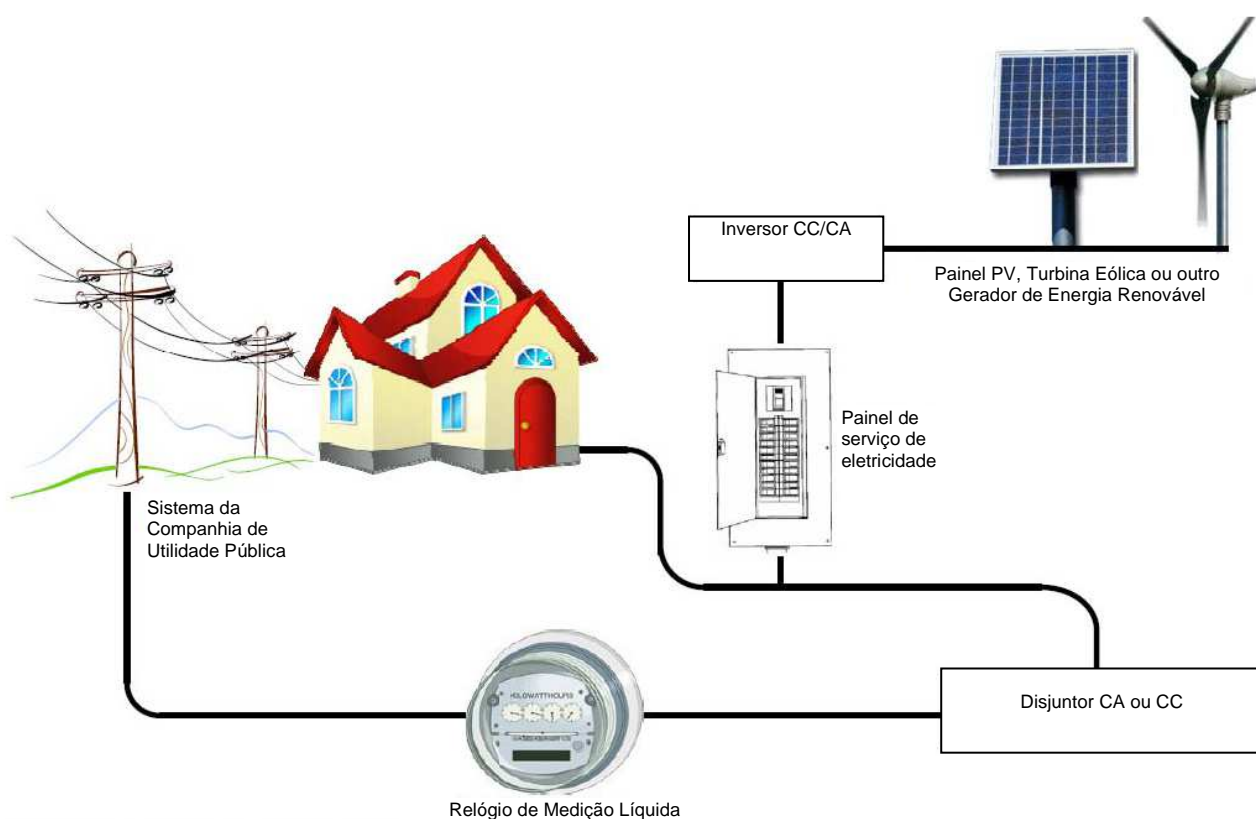
As taxas de juros atuais para sistemas fotovoltaicos na Alemanha variam entre 2,01% e 8,06% dependendo entre outros critérios do período de crédito [Photon 2010]. A maioria dos empréstimos gira em torno de 4%.

3 Regime Jurídico da medição líquida

A medição líquida é uma medida especial e uma modalidade de faturamento entre uma companhia de utilidade pública e consumidores que optam por instalar sistemas de geração de energia renovável, como turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos e interligá-los à rede de utilidade pública. A medição líquida incentiva o desenvolvimento de pequenos sistemas de energia renovável, proporcionando maior economia aos consumidores. Também garante que os consumidores tenham uma fonte confiável de energia de sua companhia de utilidade pública quando seus geradores de energia renovável não estão produzindo energia [AmerenUE 2010].

A medição líquida é um programa oferecido por uma companhia de utilidade pública que instala sistemas de energia avançada ou renovável para gerar sua própria eletricidade. Estes sistemas podem ser usados para compensar uma parte da energia elétrica fornecida pela companhia de utilidade pública. Qualquer saldo de energia gerado pelo consumidor durante o ciclo mensal de faturamento é vendido à companhia de utilidade pública e creditado ao consumidor.

Para utilizar a medição líquida, a geração do consumidor deve estar interligada à grade de utilidade pública com um relógio que registra a quantidade de energia elétrica usada e produzida durante o ciclo mensal de faturamento.



Preparado by M. Pung, MPSC Seção de Energia Renovável

Figura 3.a: Diagrama esquemático da medição líquida

O investimento em energia renovável para atender uma parte da demanda própria de eletricidade reduz a necessidade de energia elétrica tradicional e da construção de usinas de energia cara, ao mesmo tempo em que melhora a confiabilidade da eletricidade durante períodos de alto consumo. Programas de medição líquida servem como um incentivo importante para os consumidores que investem em recursos renováveis, como energia solar ou eólica, e pode fornecer uma opção para reduzir as contas de eletricidade. [OCC 2009].

Os países estão adotando uma variação da política de medição líquida. Uma amostra de medição líquida contém os seguintes componentes ³:

Tecnologias de Medição Líquida a serem consideradas

Geralmente contém uma variedade de tecnologias que o Estado pode optar por patrocinar, por exemplo, energia fotovoltaica, energia eólica, biomassa, pequenas centrais hidroelétricas.

Setores onde a Medição Líquida é aplicável

Quais dos setores participantes podem gozar deste benefício. Os setores residencial, comercial, industrial e agrícola são algumas das categorias nesta seção.

Limite de Tamanho da Medição Líquida

Limite que cada estado pode impor ao setor de consumo e outras políticas e regras.

Tratamento do Saldo Líquido na Medição Líquida

Explica como o crédito afetará o consumidor. Exemplos:

- Rolagem do valor à próxima conta de eletricidade do consumidor
- Concessão do valor à companhia de utilidade pública

3.1 Custo Médio para Cada Tecnologia de Energia Renovável

Os custos de geração de eletricidade de fontes de energia renovável são relevantes para formular a política de medição líquida ou tarifa de feed-in. Estes custos são específicos por tecnologia bem como por local. A Tabela 3.1 dá uma visão geral dos custos típicos de geração de energia elétrica renovável.

³ Adotado de <http://www.thankyousun.com/netmetering.htm>

Tabela 3.1: Status de tecnologias de fontes renováveis, características e custos [REN 21 2010]

Tecnologia	Características típicas	Custos típicos de energia (U.S. cents/kilowatt-hour exceto indicação contrária)
Geração de Energia		
Grande central hidroelétrica	Tamanho da instalação: 10 megawatts (MW) - 18,000 MW	3-5
Pequena central hidroelétrica	Tamanho da instalação: 1-10 MW	5-12
Vento onshore	Tamanho da turbina: 1.5-3.5 MW Diâmetro da hélice: 60-100 metros	5-9
Vento offshore	Tamanho da turbina: 1.5-5 MW Tamanho da hélice: 70-125 metros	10-14
Energia de biomassa	Tamanho da instalação: 1-20 MW	5-12
Energia geotérmica	Tamanho da instalação: 1-100 MW; Tipos: binário, descarga simples ou dupla, vapor natural	4-7
PV Solar (módulo)	Tipo de célula e eficiência: cristalina 12-18%; película 7-10%	---
PV Solar no teto	Capacidade de pico: 2-5 kilowatts-pico	20-50
PV Solar em escala de utilidade pública	Capacidade de pico: 200 kW a 100 MW	15-30
Energia solar termal concentrada (CSP)	Tamanho da instalação: 50-500 MW (vaso), 10-20 MW (torre); Tipos: vaso, torre, prato	14-18 (vaso)
Água quente / aquecimento / refrigeração		
Calor de Biomassa	Tamanho da instalação: 1-20 MW	1-6
Água quente solar / aquecimento	Tamanho: 2-5 m² (unidade doméstica); 20-200 m² (média/multi-família); 0.5-2 MWth (aquecimento larga escala/distrital); Tipos: tubo de vácuo, prato raso	2-20 (unidade doméstica) 1-15 (médio) 1-8 (grande)
Aquecimento/Refrigeração Geotérmica	Capacidade da instalação: 1-10 MW; Tipos: bombas de calor, uso direto, refrigeradores	0.5-2
Bicombustíveis		
Etanol	Matérias-primas: cana-de-açúcar, beterraba, milho, mandioca, sorgo, trigo (e celulose no futuro)	30-50 cents/ litro (açúcar) 60-80 cents/litro (milho) (equivalente de gasolina)
Biodiesel	Matérias-primas: soja, colza, semente de mostarda, palma, pinhão manso, e os óleos vegetais usados	40-80 cents/litro (equivalente de diesel)
Energia rural		
Mini-hídrica	Capacidade da instalação: 100-1,000 kilowatts (kW)	5-12
Micro-hídrica	Capacidade da instalação: 1-100 kW	7-30
Hídrica de pico	Capacidade da instalação: 0.1-1 kW	20-40
Digestor de biogás	Tamanho do digestor: 6-8 metros cúbicos	n/a
Gasificador de biomassa	Tamanho: 20-5,000 kW	8-12
Pequena turbina eólica	Tamanho da turbina: 3-100 kW	15-25
Turbina eólica doméstica	Tamanho da turbina: 0.1-3 kW	15.35
Mini-grade em escala municipal	Tamanho do sistema: 10-1,000 kW	25-100
Sistema solar doméstico	Tamanho do sistema: 20-100 watts	40-60

Nota: Os custos são indicativos de custos econômicos, nivelado, exclusivos de subsídios ou incentivos fiscais. Os custos de energia típicos representam as condições mais favoráveis, incluindo o projeto do sistema, localização e disponibilidade de recursos. As condições ótimas podem gerar custos mais baixos e condições menos favoráveis podem resultar em custos substancialmente mais altos. Os custos de sistema de energia híbrido não conectado à grade empregando energias renováveis dependem fortemente da localização do sistema, do tamanho e itens associados, tais como diesel de backup e bateria. Os custos de energia solar fotovoltaica variam de acordo com a latitude e a quantidade de insolação. Fonte: Dados compilados a partir de uma variedade de fontes incluindo U.S. National Renewable Energy Laboratory, World Bank, International Energy Agency (IEA), e vários Contratos de Implantação da IEA. Muitas estimativas atuais não foram publicadas. Nenhuma única fonte pública fornece uma visão abrangente ou de autoridade sobre todos os custos. Mudanças nos custos da Tabela 1 equivalente no Relatório de 2007 sobre o Status Global de Renováveis refletem uma combinação de previsões detalhadas, mudanças tecnológicas e mudanças no mercado comercial. Para referência de custos adicionais, consulte World Bank/ESMAP, Technical and Economic Assessment: Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies, ESMAP Technical Paper 121/07 (Washington, DC: 2007); and IEA, Deploying Renewables: Principles for Effective Policies (Paris: OECD, 2008).

3.2 *Medição Líquida e Sistemas Fotovoltaicos (PV)*

Um dos principais problemas com os sistemas PV é que o fornecimento de energia pelo sistema nem sempre corresponde com a demanda de energia. Se a potência fornecida excede a potência necessária, o excesso de energia pode ser desperdiçado. Existem duas maneiras comuns para resolver este problema.

Primeiro, pode-se adicionar baterias ao sistema para economizar a energia excedente para mais tarde, quando a procura exceder a oferta de energia do sistema. Porém os sistemas de baterias são grandes, caros e devem ter manutenção regular [Williamson, 2008].

A segunda maneira de abordar o problema é através da solução já descrita brevemente, a medição líquida. A medição líquida promove o uso local de energia renovável, assegurando que os benefícios do sistema sejam realizados. A medição líquida permite que indivíduos e empresas recebam um crédito justo para o excesso de energia enviado para a companhia de utilidade pública. Quando isso ocorre, o relógio reverte, creditando o consumidor pela energia alimentada à grade. Esse crédito vai aparecer na fatura do consumidor como uma redução da energia utilizada.

No caso em que a energia elétrica mensal fornecida de volta à grade ultrapassar a energia tomada da rede, a energia restante será aplicada como crédito na conta do mês seguinte (reembolso em dinheiro é uma alternativa, mas não é comum). Em muitos casos, o valor da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico será maior que a necessidade de energia do edifício. No entanto, durante a noite, em dias escuros, ou em condições de alta demanda, a energia necessária para o edifício pode exceder a energia fornecida pelo sistema. A medição líquida permite a medição de energia excedente a ser alimentada de volta à grade de energia.

3.3 *Medição líquida nos Estados Unidos*

A medição líquida tem sido descrita como "dando o impulso mais importante de qualquer instrumento de política em qualquer nível de governo para descentralizar e 'tornar verde' as fontes de energia americanas." Comumente referida como a política que faz seu relógio de eletricidade andar para trás, os programas de medição líquida são incentivos poderosos, baseados no mercado, fáceis de gerenciar usados pelos estados para estimular a independência energética.

Em setembro de 2009, 42 estados tinham programas de medição líquida de âmbito estadual – de qualidade variável. Estes programas são tipicamente criados através de um regulamento estabelecido por uma comissão, lei estadual ou uma combinação dos dois. Além disso, o Distrito de Columbia, tem seu próprio programa sendo que existem programas voluntários de medição líquida em 3 estados. Estas regras de medição líquida estabelecem o processo para creditar o excesso de energia alimentado à grade aos donos de geradores situados no local de consumo e interconectados à grade [NNEC 2009].

3.3.1 *Sistemas Fotovoltaicos (PV) e Medição Líquida*

Pela lei federal, as companhias de utilidade pública permitem que produtores independentes de energia sejam interconectados à grade de energia, e que as companhias de utilidade pública comprem qualquer excesso de eletricidade gerado por esses produtores independentes⁴. Muitos estados foram além dos requisitos mínimos da lei federal permitindo medição líquida para consumidores com sistemas PV. Com a medição líquida o relógio de medição de eletricidade rodará para trás quando o sistema de energia elétrica solar produz mais energia que a necessária para operar a casa ou o negócio nesta hora. Um inversor aprovado de acordo com o padrão da companhia de utilidade pública converte a energia DC dos módulos PV em energia AC que corresponde exatamente à voltagem e frequência da eletricidade fornecida pela linha da companhia de utilidade pública; o sistema também atende aos requisitos de segurança e qualidade de energia. O excesso de eletricidade é alimentado na grade da companhia de utilidade pública e vendido à mesma pela tarifa de varejo.

No caso de falta de energia, chaves de segurança automaticamente desconectam o sistema PV da linha. A desconexão de segurança protege o pessoal da companhia de utilidade pública de levar choque causado pela eletricidade que flui do sistema PV em direção ao que seria considerada uma linha “morta” da companhia de utilidade pública.

No fim do mês se o consumidor gerou mais eletricidade do que consumiu, a companhia de utilidade pública credita os kWh produzidos pela tarifa de energia pela tarifa de atacado. Mas se o consumidor usou mais eletricidade do que gerado pelo sistema PV, o consumidor paga a diferença. O período de faturamento para medição líquida pode ser mensal ou anual. Em alguns estados o crédito do excesso gerado no fim de cada período de faturamento é transportado para o período de faturamento seguinte durante um ano.

A medição líquida permite que os consumidores domésticos que não estão em casa quando seus sistemas estão gerando eletricidade recebam o valor total desta eletricidade sem ter que instalar um sistema de baterias. Basicamente, a grade de energia funciona como bateria de reserva do consumidor, e economiza a despesa que este consumidor teria se tivesse que comprar e manter um sistema de baterias.

Geralmente o método preferencial de contabilizar a eletricidade pela medição líquida é com um único relógio reversível. Uma alternativa é a medição dupla, em que os consumidores ou suas companhias de utilidade pública adquirem e instalam dois relógios não-reversíveis que medem o fluxo de eletricidade em cada direção. Este método acrescenta uma despesa significativa a um sistema de PV. A tendência atual no país é de adotar um único relógio reversível.

Algumas companhias de utilidade pública se opõem à medição líquida porque acreditam que essa alternativa possa ter um impacto financeiro negativo sobre as mesmas. Contudo, vários estudos demonstraram que a medição líquida pode beneficiar as companhias de utilidade pública. Esses benefícios incluem reduções em equipamento de medição e custos de interconexão, bem como custos de leitura de relógio e faturamento. Os sistemas de PV conectados à grade também podem ajudar as companhias de utilidade pública a evitar o custo de geração de energia adicional, quando os custos de geração pelas companhias de utilidade pública são mais altos e as mesmas frequentemente precisam da energia adicional.

3.3.2 Melhores Práticas de Medição Líquida

Os seguintes pontos foram mencionados como "melhores práticas" na medição líquida com base em experiências nos EUA [NNEC 2009]:

- Permitir que os limites do sistema de medição líquida cubram cargas de grandes consumidores comerciais e industriais; sistemas no nível de 2 MW já não são incomuns.
- Não limitar arbitrariamente medição líquida como percentual da demanda de pico de um utilitário.
- Permitir a rolagem mensal do valor da eletricidade excedente pela taxa máxima de varejo da companhia de utilidade pública.
- Especificar que os geradores localizados no consumidor retenham todos os créditos de energia renovável que tenham produzido.
- Permitir medição líquida em todas as tecnologias renováveis.
- Permitir medição líquida a todas as classes de consumidores.
- Proteger os geradores localizados nos consumidores da burocracia e de taxas especiais.
- Aplicar padrões de medição líquida a todas as companhias de utilidade pública no estado, para que os consumidores e os instaladores compreendam plenamente a política, não importando em que área

de serviço estejam localizados.

3.3.3 Melhores práticas nos processos de Interconexão

As companhias de utilidade pública (ou as autoridades) regulam o processo através do qual os sistemas de energia estão ligados à grade de distribuição de energia. Estas políticas, comumente conhecidas como procedimentos de interconexão, procuram manter a estabilidade da grade e a segurança dos que a usam e a mantêm. Contudo, se não forem elaboradas ou implementadas adequadamente, essas políticas podem erguer uma barreira ao desenvolvimento da energia renovável localizada no local do consumidor e outras formas de geração distribuída (DG) [NNEC 2009].

Os consumidores que procuram gerar sua própria eletricidade com um sistema de PV conectado à grade, uma turbina de vento ou outra forma de geradores distribuídos (DG) devem primeiro solicitar a interconexão ao sistema. Em alguns casos, o processo de interconexão é tão longo, árduo e/ou caro que ele frustra o desenvolvimento de geradores localizados nos consumidores.

Historicamente, esta obstrução de investimento pelo consumidor em recursos de energia limpa tem sido bem familiar a muitos supostos donos de pequenos sistemas de geração direta (DG). Felizmente, um número significativo de estados tem simplificado o processo de interconexão de sistemas de DG localizados em consumidores. Os consumidores que estejam considerando energia renovável ligada à grade em estados com procedimentos de interconexão bem elaborados, podem tirar vantagem de um processo transparente e equitativo, e que freqüentemente envolve níveis separados de análise dependendo do tamanho e complexidade do sistema. Estes níveis geralmente contêm uma “trilha rápida” para a interconexão de sistema certificados relativamente simples, como sistemas PV com uma capacidade máxima de 2 MW.

[IREC 2009] menciona as seguintes disposições:

- Todos os fornecedores de eletricidade devem oferecer medição líquida a consumidores-geradores com geração de energia renovável interconectada e operada em paralelo de acordo com os regulamentos de interconexão desde que a capacidade nominal da geração de energia renovável não exceda a capacidade de entrada do gerador do consumidor⁴.
- Todos os fornecedores de eletricidade devem oferecer medição líquida a consumidores-geradores em tempo hábil e em ordem de chegada. Um fornecedor de eletricidade não deverá limitar em qualquer maneira a capacidade de geração cumulativa e agregada dos sistemas que oferecem medição líquida⁴.
- Cada fornecedor de eletricidade deve desenvolver uma tarifa de medição líquida que leva em conta que os geradores dos consumidores sejam creditados em kWh à razão de 1:1 por qualquer excesso de produção de suas instalações de geração que exceda o consumo de kWh no local do consumidor-gerador no período de faturamento.
- O fornecedor de eletricidade deve transportar qualquer excesso de créditos de kWh a que o consumidor-gerador fez jus e aplicar estes créditos a períodos de faturamento subsequentes para compensar o consumo do consumidor-gerador nestes períodos de faturamento até que todos os créditos sejam usados. Qualquer excesso de créditos de kWh não reduzirá os encargos fixos impostos pelo fornecedor de eletricidade na conta mensal do consumidor.

⁴ Diferentes estados americanos têm explorado diversas abordagens com respeito ao tratamento da geração líquida anual em excesso. A abordagem mais comum permite ao fornecedor de eletricidade reter a geração líquida em excesso gratuitamente ou pagar pela geração líquida anual em excesso ao custo evitado pelo fornecedor de eletricidade. Contudo, abordagens mais inovativas também

tem sido tomadas. Pelo menos um estado direciona a geração líquida anual em excesso a um programa de assistência social do estado. Estas regras prevêm a rolagem perpétua do excesso de créditos de geração. Esta abordagem tem sido adotada em um número de estados e tem sido adotada como uma das melhores práticas entre as regras. Esta abordagem permite máxima flexibilidade no dimensionamento dos sistemas enquanto garante um mínimo de ônus regulatório e administrativo.

- Um fornecedor de eletricidade deve oferecer a um consumidor-gerador uma opção entre tarifas de energia diferenciadas de acordo com a hora do dia ou tarifas não-diferenciadas se o fornecedor de eletricidade oferece a mesma opção aos consumidores na mesma classe de tarifas a que o consumidor-gerador pertence. Se o consumidor-gerador tem um relógio de medição e a modalidade de faturamento com tarifas de energia diferenciadas de acordo com a hora do dia, o fornecedor de eletricidade deve reconciliar qualquer excesso de produção com o consumo local no mesmo período de horário de uso no período de faturamento.
- Se um consumidor-gerador cancelar o serviço do fornecedor de eletricidade ou trocar de fornecedor de eletricidade, o fornecedor de eletricidade não é obrigado a compensar o consumidor-gerador por quaisquer saldos de créditos de kWh em aberto.
- Uma instalação de consumidor-gerador usada para medição líquida deverá estar equipada com equipamento de medição que mede o fluxo de energia em ambas as direções. Nos EUA, para instalações para consumidores-geradores de menos de 25 kWh de capacidade nominal, isto será feito pelo uso de um único relógio de medição de receita de eletricidade bi-direcional que tem um único registrador para fins de faturamento⁴.
- Um consumidor-gerador pode escolher entre usar um relógio de receita de eletricidade existente se forem atendidos os seguintes itens:
 - o O relógio é capaz de medir o fluxo de eletricidade de entrada e saída na instalação de geração do consumidor; e
 - o O relógio tem o grau de precisão exigido pelo fornecedor de eletricidade quando este relógio mede o fluxo de eletricidade saindo da instalação de geração do consumidor ao sistema de distribuição elétrica.
- Se o relógio de medição de receita de eletricidade de um consumidor-gerador não atender os requisitos mencionados acima, o fornecedor de eletricidade deverá instalar e manter um novo relógio de receita na instalação de geração do consumidor por conta do fornecedor de eletricidade. Qualquer troca subsequente do relógio de eletricidade necessário para o gerador do consumidor, seja por decisão de parar a medição líquida por qualquer outra razão, será paga pelo consumidor-gerador.
- O fornecedor de eletricidade não poderá exigir mais do que um relógio de eletricidade por consumidor-gerador. Contudo um relógio adicional poderá ser instalado por qualquer uma das circunstâncias abaixo:
 - o O fornecedor de eletricidade poderá instalar um relógio de eletricidade adicional por sua conta se o consumidor-gerador der consentimento por escrito; ou
 - o O consumidor-gerador pode solicitar que o fornecedor de eletricidade instale um relógio de eletricidade, adicionalmente ao relógio de eletricidade referido no item 8 acima, por conta do consumidor-gerador. Neste caso o fornecedor de eletricidade não poderá cobrar do consumidor-gerador nada mais que o custo efetivo do relógio e de sua instalação.

⁴Este dispositivo poderá ter que ser modificado em estados que estão implementando infraestruturas avançadas de medição (AMI) e que exijam que os consumidores residenciais e de pequenos negócios tenham relógios AMI; desde que, contudo, tais relógios de eletricidade não resultem em custos adicionais a um consumidor-gerador além dos custos que seriam pagos na ausência de um consumidor com geração de energia renovável.

- Um consumidor-gerador é proprietário dos Créditos de Energia Renovável (RECs) associados à eletricidade gerada, a menos que esses RECs tenham sido explicitamente contratados através de uma transação independente de qualquer medição líquida ou tarifa de interconexão ou contrato.
- Um fornecedor de eletricidade deve fornecer serviços de eletricidade aos consumidores-geradores a tarifas não discriminatórias que sejam idênticas relativamente à estrutura tarifária, componentes da tarifa de varejo e quaisquer encargos mensais com as tarifas que seriam cobradas caso não fosse um consumidor-gerador, incluindo a tabela de tarifas de varejo.
- Um fornecedor de eletricidade não poderá cobrar de um consumidor-gerador qualquer taxa ou encargo; ou requerer equipamento adicional, seguro ou qualquer outro requisito que não seja especificamente autorizado por esta subseção ou pelos regulamentos de interligação, a menos que a taxa, encargo ou outro requisito se aplique a consumidores na mesma situação que não são consumidores-geradores.
- Cada fornecedor de eletricidade deverá apresentar um relatório anual de medição líquida a qualquer agência regulatória (dos estados americanos). O relatório deverá ser apresentado em determinadas datas de cada ano, e deverá incluir a seguinte informação referente ao ano anterior:
 - o Número total de instalações de consumidores-geradores com medição líquida, por tipo de equipamento;
 - o Total de capacidade nominal de geração das instalações de consumidores-geradores com medição líquida, por tipo de equipamento;
 - o Total de kWh recebidos de consumidores-geradores com medição líquida; e
 - o Total estimado de kWh produzidos por consumidores-geradores com medição líquida, desde que essa estimativa não requeira equipamento adicional de medição.
- Se um sistema de geração de energia renovável de um consumidor-gerador foi aprovado para interligação conforme os regulamentos de interligação, o fornecedor de eletricidade não poderá exigir que um consumidor-gerador faça teste ou manutenção do sistema de geração do consumidor-gerador exceto no caso em que o teste ou manutenção seja recomendado pelo fabricante do sistema.
- Um fornecedor de eletricidade terá o direito de inspecionar um sistema de um consumidor-gerador durante horas razoáveis e com suficiente aviso prévio ao consumidor-gerador. Se um fornecedor de eletricidade determinar que o sistema do consumidor-gerador não está em conformidade com os requisitos dos regulamentos de interligação e com as normas aplicáveis do regulamento, e esta não conformidade afetar adversamente a segurança ou a confiabilidade das instalações do fornecedor de eletricidade, ou das instalações de outros consumidores, o fornecedor de eletricidade poderá exigir que o consumidor-gerador desconecte sua instalação até que a conformidade seja estabelecida.
- Cada fornecedor de eletricidade deve disponibilizar aplicações de medição líquida no website do fornecedor de eletricidade. Nas jurisdições onde não são necessárias assinaturas por escrito, os fornecedores de eletricidade deverão aceitar requerimentos de adesão online.

Sugerimos os seguintes dispositivos para consumidores-geradores participando em medição agregada:

- Para o fim de medição de uso de eletricidade nos termos destas regras de medição líquida, um fornecedor de eletricidade deve, quando solicitado por um consumidor-gerador, agregar para fins de faturamento, um relógio ao qual a instalação de medição líquida esteja ligada fisicamente (relógio designado) com um ou mais relógios (relógio adicional) na maneira especificada nesta subseção. Esta regra é obrigatória ao fornecedor de eletricidade somente quando:

- o O relógio adicional está localizado na propriedade contígua do consumidor-gerador;
- o O relógio adicional é usado para medir apenas a eletricidade usada para as necessidades do consumidor-gerador.
- Um consumidor-gerador deve dar pelo menos 30 dias de aviso ao fornecedor de eletricidade para requerer que os relógios adicionais sejam incluídos na agregação de relógios. Os relógios específicos devem ser identificados na ocasião deste requerimento. No caso em que forem identificados mais de um relógio adicional, o consumidor-gerador deve seqüenciar os relógios adicionais para fins de aplicação do crédito de medição líquida.
- Os créditos de medição líquida se aplicam somente aos encargos que usam kWh como determinante de faturamento. Todos os outros encargos aplicáveis a cada conta de relógio serão faturados ao consumidor-gerador.
- Se num determinado período de faturamento, a instalação suprir mais eletricidade ao fornecedor de eletricidade do que o uso de energia registrado pelo relógio designado do consumidor-gerador, o fornecedor de eletricidade aplicará os créditos na seqüência dada pelo consumidor-gerador, e quaisquer créditos remanescentes após esse procedimento serão rolados ao relógio designado para serem usados no período de faturamento seguinte.
- Os consumidores-geradores participando na agregação de relógios não precisam ter todos os relógios na mesma tabela de tarifas.

Para fazer um sumário, os seguintes pontos foram mencionados com “melhores práticas” de interconexão baseado na experiência dos Estados Unidos [NNEC 2009]:

- Estabeleça taxas justas proporcionais ao tamanho do projeto.
- Cubra todos os tipos de geração (por fontes).
- Filtre as aplicações por grau de complexidade e adote regras de “plug-and-play” (ligar e usar) para sistema em escala residencial e procedimentos acelerados para outros sistemas.
- Garanta que as políticas sejam transparentes, uniformes e públicas.
- Proíba exigências para dispositivos extraordinários, tais como chaves de desconexão redundantes, e não requeira seguro adicional.
- Aplique normas técnicas relevantes já existentes.
- Processe os requerimentos de adesão rapidamente; uma decisão deve ser feita em poucos dias.
- Normalize e simplifique os formulários.

3.3.4 Preocupações de Medição Líquida das Companhias de Utilidade Pública

As seguintes preocupações são mencionadas as vezes pelas companhias de utilidade pública [Morrison 2010]:

- As políticas de medição líquida requerem que as companhias de utilidade pública paguem aos consumidores o preço de varejo por energia de atacado. A taxa de varejo que as companhias de utilidade pública cobram não inclui somente o custo marginal da energia, mas também recuperam

custos incorridos pelas companhias de utilidade pública para transmissão, distribuição, capacidade de geração e outros serviços de utilidade pública não cobertos pelo consumidor-gerador.

- As políticas requerem que as companhias de utilidade pública paguem um custo alto por energia que frequentemente é de baixo valor. A energia eólica e de sistemas fotovoltaicos é intermitente, não pode ser programada ou transportada com confiabilidade para atender as necessidades do sistema. Mesmo as modalidades de geração pelo consumidor que poderiam ser tecnicamente transportadas nas ocasiões em que as companhias de utilidade pública precisam de energia, não necessitam contratos operacionais com as companhias de utilidade pública para obter medição líquida pelos mandatos estaduais de medição líquida.

Que instalações de PV, vento e outras instalações descentralizadas não são necessariamente de baixo valor, mas podem evitar, por exemplo, a expansão da grade conforme abordado na seção 4.

- Relógios de medição líquida permitem que os consumidores não cubram os custos fixos que os mesmos impõem ao sistema. Uma companhia de utilidade pública tem que instalar um número suficiente de instalações para atender a necessidade de pico [Comentário do autor: a necessidade de pico poderia ser diminuída] do consumidor e recuperar os custos destas instalações através de um encargo de kWh. Quando o relógio roda para trás, ele subestima a energia total usada pelo consumidor, e, portanto, subestima o impacto do consumidor nos custos fixos do sistema. Também subestima para o consumidor a fração total dos outros encargos de custo fixo suportados por todos os consumidores, tais como impostos, custos irrecuperáveis, custos de transição e encargos de benefício público.
- Relógios de medição líquida podem ser deliberada ou inadvertidamente manipulados. Os consumidores retiram energia do sistema em horários de pico quando o custo de fornecimento para a companhia de utilidade pública está no ponto mais alto, e então rodam seus relógios para trás gerando energia em horários fora do pico quando a companhia de utilidade pública tem pouca necessidade para esta energia. Este é um risco específico, por exemplo, com unidades de gás e diesel que podem ser operadas a qualquer hora. [Comentário do autor: isto não deve ser feito, e não é o caso na geração de eletricidade renovável intermitente!]

4 Perspectivas de medição líquida para sistemas PV no Brasil

Um pré-requisito para que a medição líquida possa se tornar superior às tarifas de feed-in é que os custos de geração de eletricidade sejam ou se tornem mais baratos ou pelo menos iguais ao preço da eletricidade para o consumidor final.

Esta seção analisa os preços de geração elétrica de sistemas PV sob as condições climáticas brasileiras junto com o desenvolvimento da eletricidade do consumidor final.

4.1 Recursos de Radiação Solar no Brasil

A eletricidade gerada de PV depende fortemente de recursos solares. A figura 4.1 mostra o mapa de radiação solar no Brasil⁵.

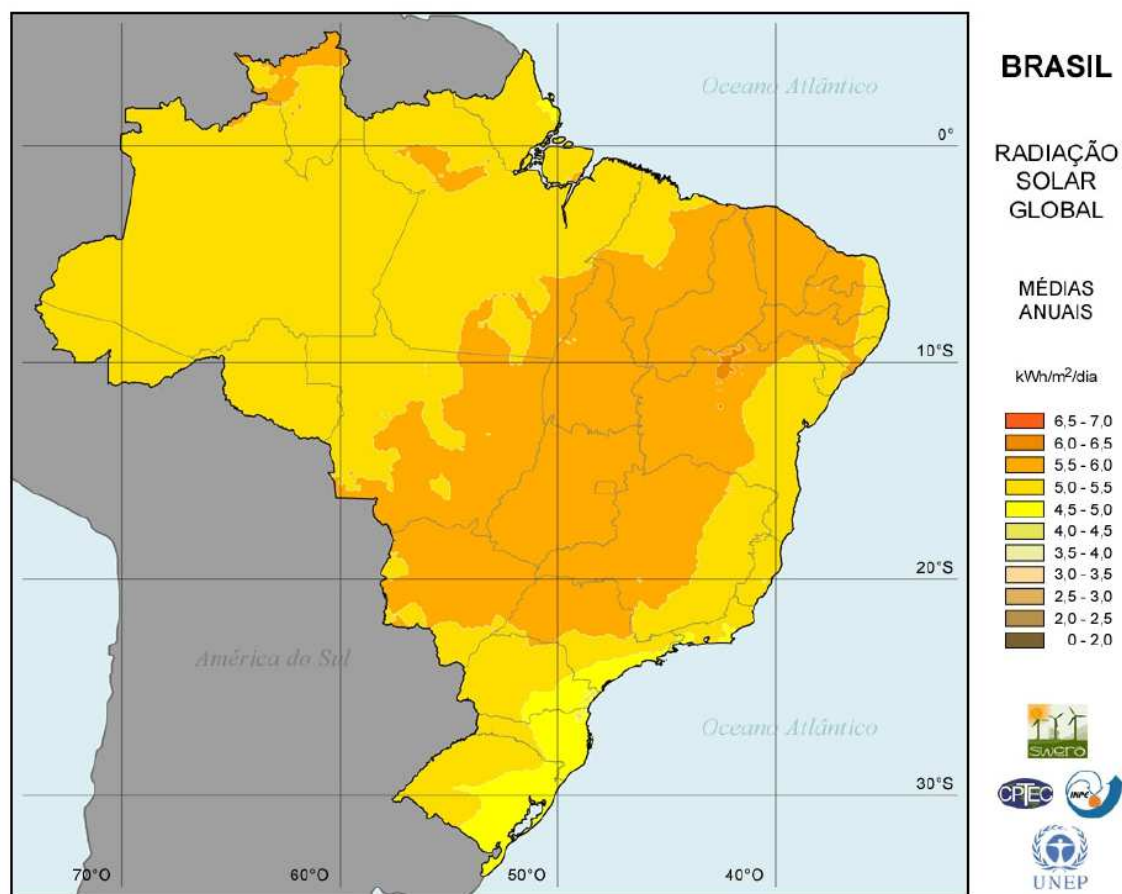


Figura 4.1.a: Mapa de radiação solar do Brasil

Os dados de radiação solar de diversas cidades (em localizações geográficas diferentes) no Brasil foram obtidos da Meteonorm e são os seguintes:

⁵ Adotado de <http://www.solarpaces.org/News/Projects/Brazil.htm>

Tabela 4.1.a: Dados de radiação global para cidades brasileiras obtidos da Meteonorm

Cidade	Radiação global em superfície horizontal (kWh/m²a)
Belem	1842
Brasília	1797
Curitiba	1461
Fortaleza	2029
Recife	2225
Rio de Janeiro	1691
São Paulo	1446

Estes números são usados para calcular os anos de paridade com a grade no Brasil. O preço de geração de eletricidade por kWh usando sistemas fotovoltaicos de energia solar poderiam ser considerado como base para o desenvolvimento de uma política de promoção do sistema PV.

Uma simples análise econômica foi realizada para determinar o preço de geração de eletricidade por PV em diferentes localizações geográficas no Brasil. É assumido que o preço do módulo de PV decresça nos próximos anos devido aos efeitos da curva de experiência.

4.2 Curva de Experiência para sistemas fotovoltaicos de energia solar (PV)

As curvas de experiência descrevem como o custo decresce com a produção cumulativa, quando a produção cumulativa é usada como uma experiência acumulada na produção e utilização de uma tecnologia. A curva de experiência dos módulos de PV para o próximo período terá uma seqüência de 20% (significando uma taxa de progresso de 80%) [Schaeffer et al, 2004].

A experiência ao nível de módulo de PV não distingue entre experiência global e local, já que a maior parte da fabricação de módulos é feita por companhias internacionais e há uma extensa troca de informações científicas e técnicas sobre tecnologia de módulos. Esta é a razão da extrapolação da curva de experiência global de preços de módulos sendo seus valores usados nos cálculos para o Brasil neste relatório.

Nas figuras 4.2a e 4.2b as curvas de experiência são plotadas para diferentes taxas de progresso (75%, 80%, 85% e 90 %) e diferentes taxas de crescimento anual para instalações PV ao redor do mundo. Para os cálculos da análise econômica, foi usada uma redução do preço do módulo a uma taxa de progresso de 80%.

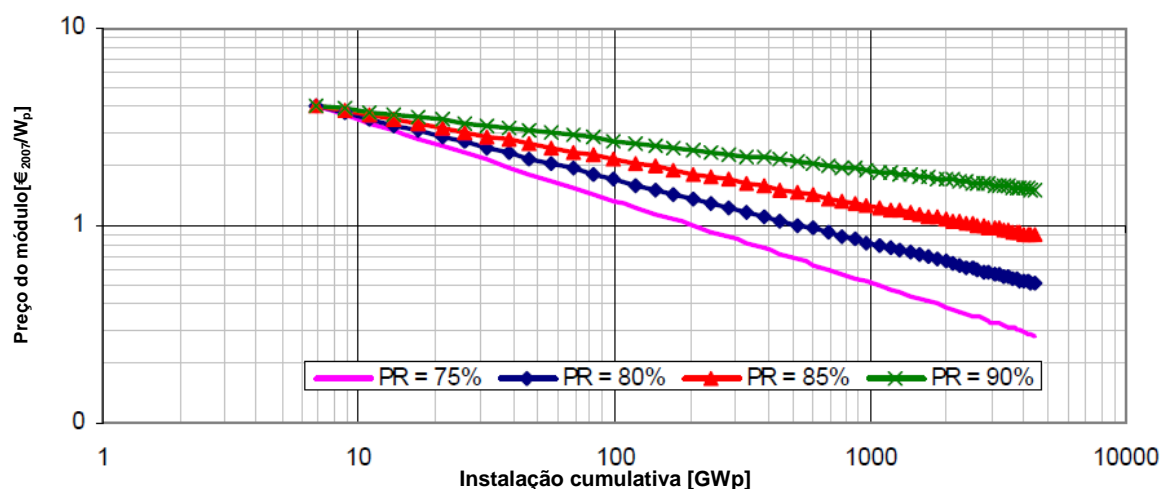


Figura 4.2.a: Curva de experiência para o preço de módulo PV ao redor do mundo, 2006-2060 [Bhandari, 2010]

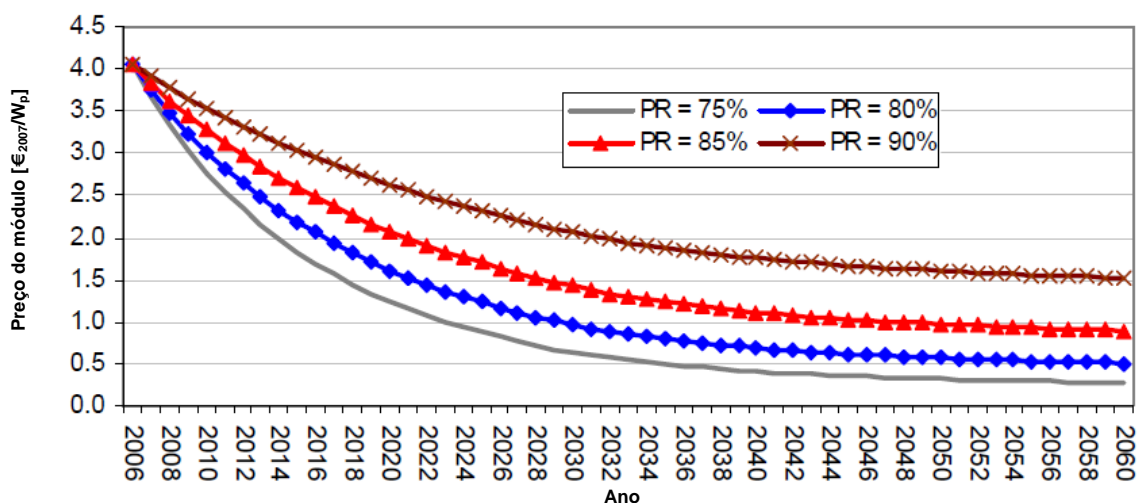


Figura 4.2.b: Preço global de módulo projetado para diferentes taxas de progresso [Bhandari, 2010]

4.3 Análise Econômica

A análise se baseia nas premissas da tabela 4.3.a.

Considera-se que o sistema PV está instalado em lares com uma capacidade de 3 kW_p. O saldo dos custos do sistema (BOS) – todos os componentes com exceção dos módulos – usado nesta análise é de 30% dos custos totais dos módulos. O fator de custo de reposição é estimado em 70% dos custos BOS supondo que todos os componentes BOS precisam ser repostos (exemplo: planejamento do sistema e custos de instalação, estruturas de suport dos módulos PV. etc.). O custo da terra é ignorado com a suposição de que a instalação de energia PV será instalada em casa, principalmente no telhado. Outros fatores locais como impostos de valor adicionado ou quaisquer esquemas de subsídios existentes que influenciam nos investimentos de sistemas PV não são considerados. Não há valor de sucata ou custo de alienação depois da vida útil do sistema.

Tabela 4.3.a: 3 kW_p. Valores padrão – sistema de energia solar PV conectado à grade

Descrição	Símbolo	Unidade	Valor
Preço do módulo	C_m	€/kW _p	3033 ⁶
Fator de custo BOS	k_{bos}	%	30
Fator do custo de reposição BOS	k_{bosrpl}	%	70
Vida útil do componente BOS	N_r	ano	12
Taxa de juro	i	%	6
Taxa de desconto ^a	d	%	4
Fator de custo variável ^b	k_v	%	1
Potência de pico	P_{peak}	kW _p	3
Degradação anual do rendimento energético	s	%	1
Taxa de desempenho	Q	%	75

^a uma taxa de desconto foi usada para considerar o custo de oportunidade de um investimento alternativo de baixo risco (exemplo, depósito bancário). Em outras palavras, o dinheiro em mãos hoje tem um valor mais alto que a mesma quantia no futuro.

⁶ O preço é obtido dos resultados da análise da curva de experiência.

^b o fator de custo variável é uma parte do investimento inicial e esta despesa será incorrida anualmente para limpeza do módulo, manutenção da estrutura e cabos, seguro etc.

4.4 Paridade à Grade

A paridade à grade indica o ponto no tempo quando o custo de geração de um kWh usando módulos fotovoltaicos (PV) de energia de radiação solar for igual ao custo do kWh de eletricidade da grade. O custo de geração de eletricidade por sistemas PV foi calculado dividindo o custo total pelo rendimento cumulativo da eletricidade gerada por sistemas PV durante sua vida útil. A eletricidade na grade tem dois preços distintos, um para o mercado atacadista e outro para o mercado de consumo doméstico (i.e. o preço para o consumidor final). Nas seções seguintes será usado o preço da eletricidade para o consumidor final para calcular a paridade à grade.

O preço da eletricidade para o consumidor final é estimado em variar entre 10 €/kWh e 25 €/kWh em diferentes locais no Brasil. Valores de radiação global entre 1200 kWh/m² e 2400 kWh/m² foram usados nos cálculos.

Os resultados são apresentados para os seguintes casos:

Caso 1

Radiação global = 1200 kWh/m². ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 2 %

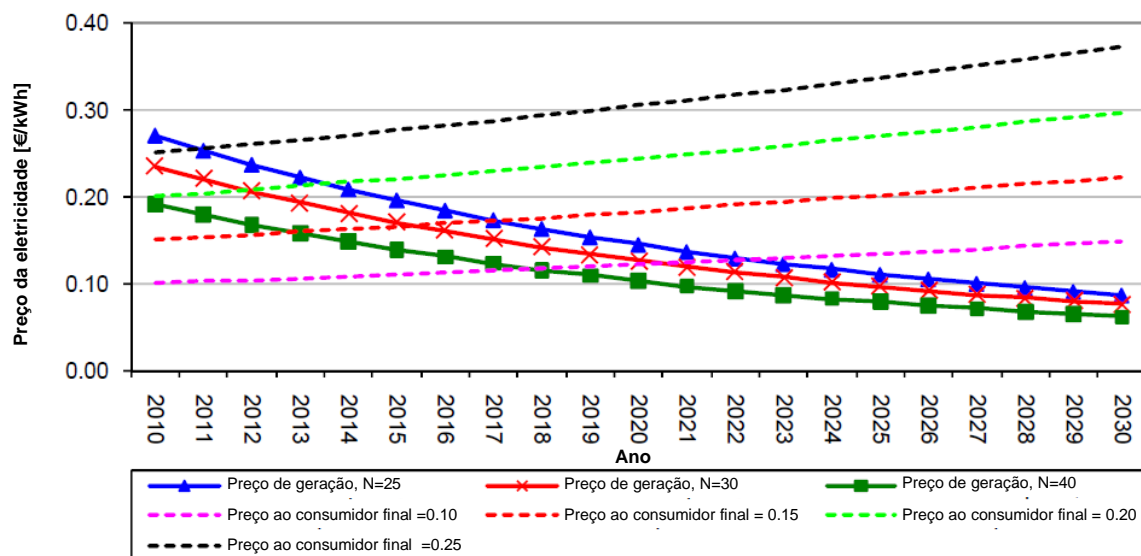


Figura 4.4.a: Anos para chegar à paridade à Grade – Caso 1

Caso 2

Radiação global = 1200 kWh/m². ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 4 %

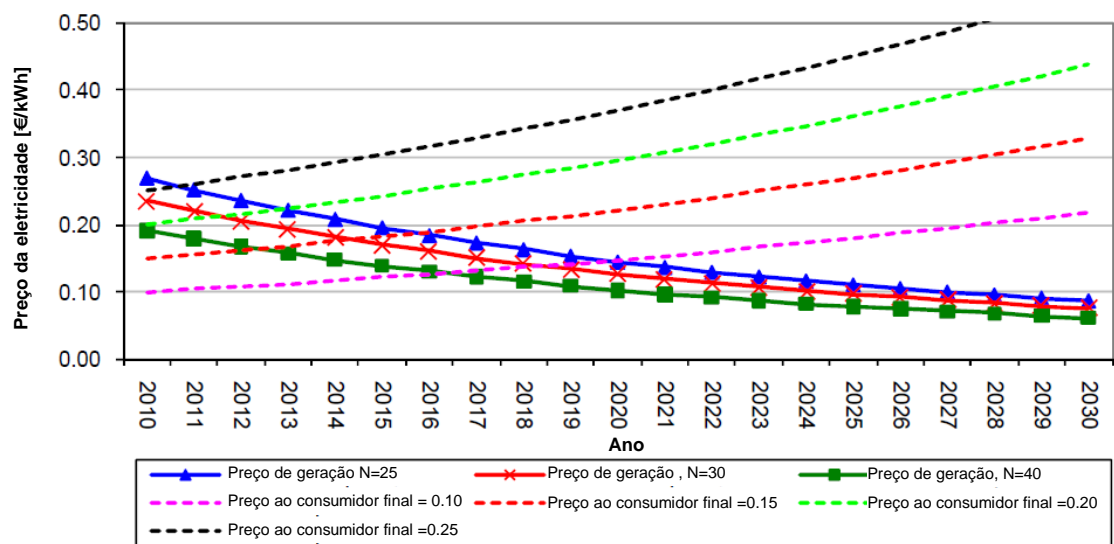


Figura 4.4.b: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 2

Caso 3

Radiação global = 1500 kWh/m². = 2%

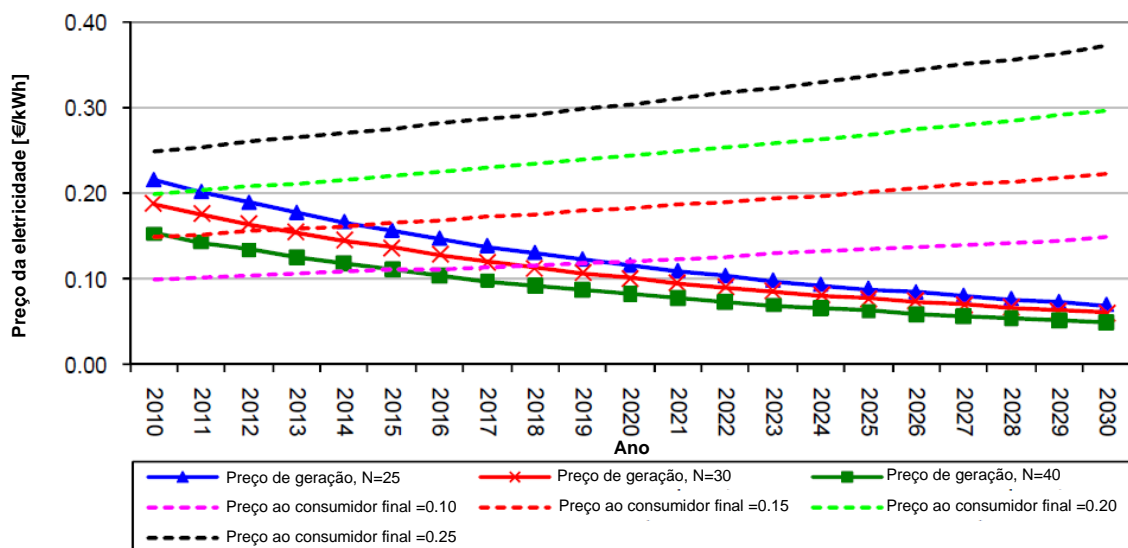


Figura 4.4.c: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 3

Caso 4

Radiação global = 1500 kWh/m ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 4 %

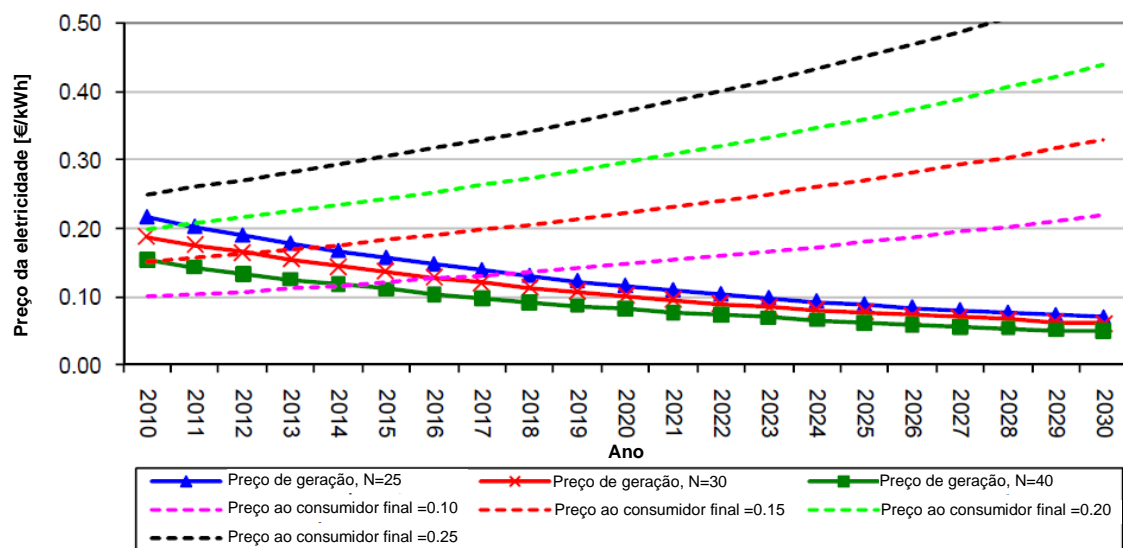


Figura 4.4.d: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 4

Caso 5

Radiação global = $1800 \text{ kWh/m}^2 \text{ ano}$ e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 2 %

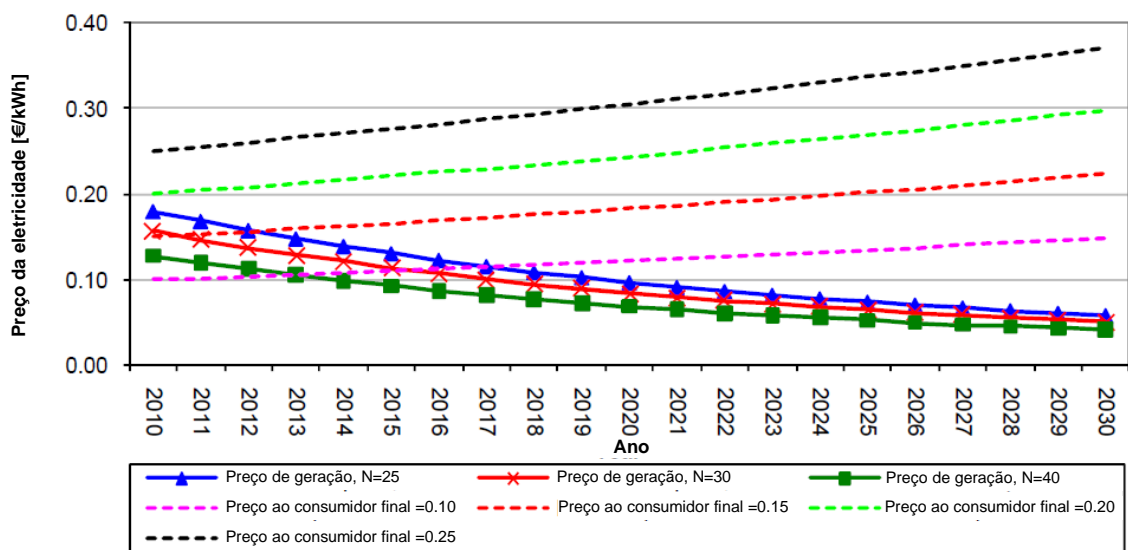


Figura 4.4.e: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 5

Caso 6

Radiação global = $1800 \text{ kWh/m}^2 \text{ ano}$ e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 4 %

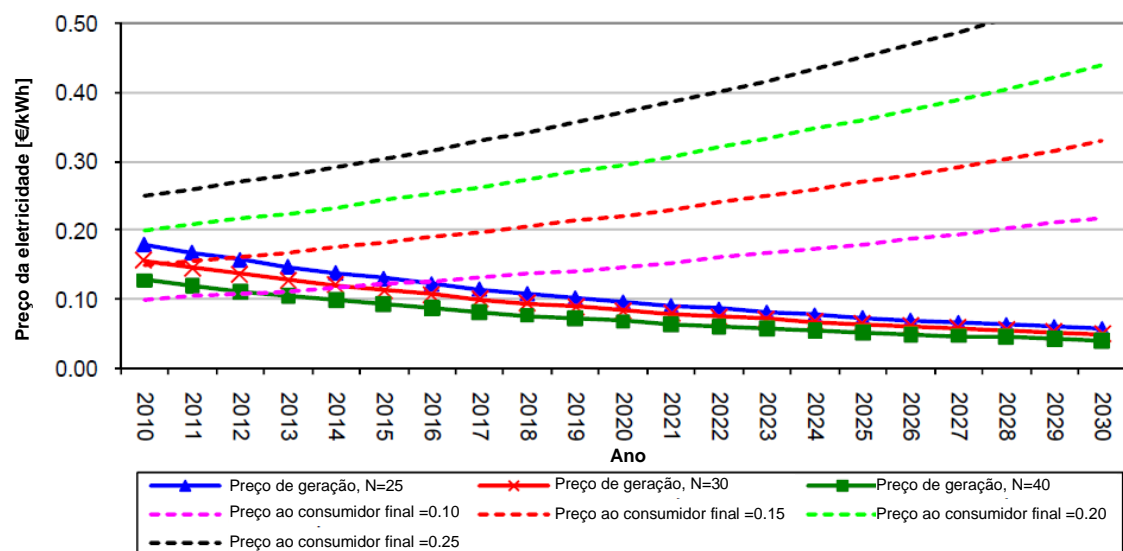


Figura 4.4.f: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 6

Caso 7

Radiação global = 2100 kWh/m².ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 2 %

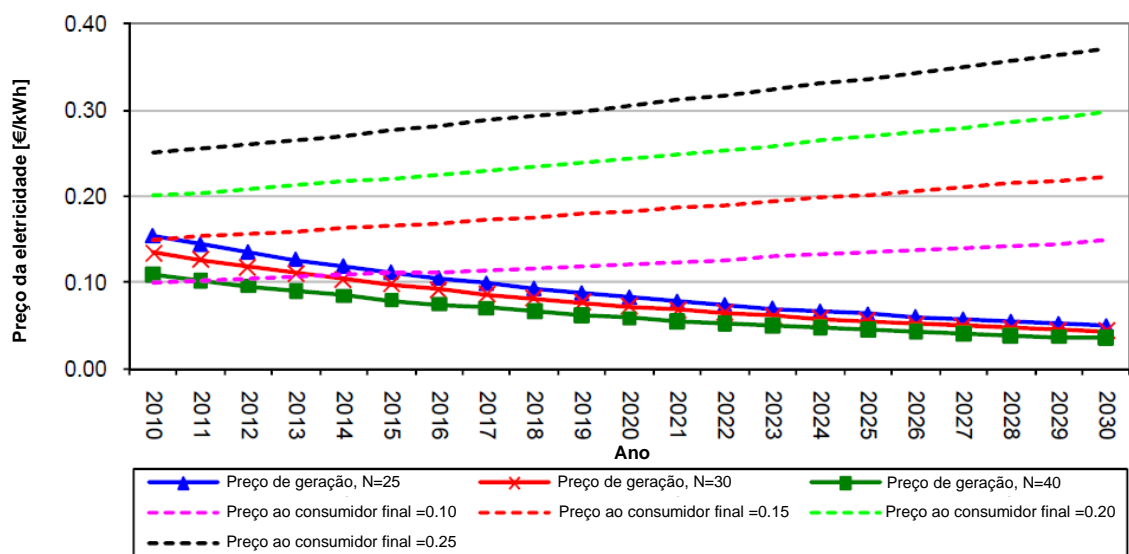


Figura 4.4.g: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 7

Caso 8

Radiação global = 2100 kWh/m² ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 4 %

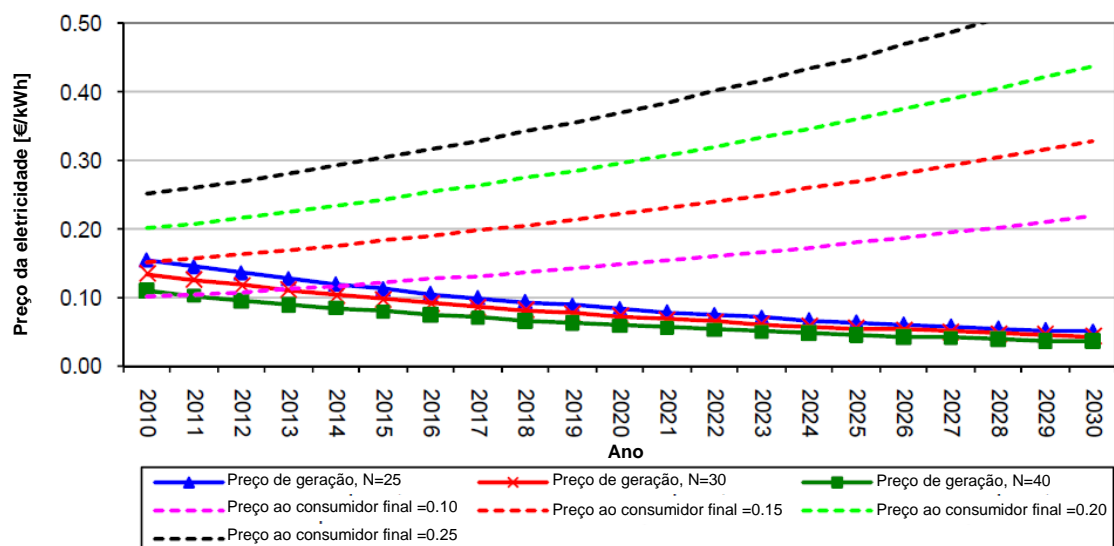


Figura 4.4.h 1: Anos para chegar à e paridade à grade - Caso 8

Caso 9

Radiação global = 2400 kWh/m².ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 2 %

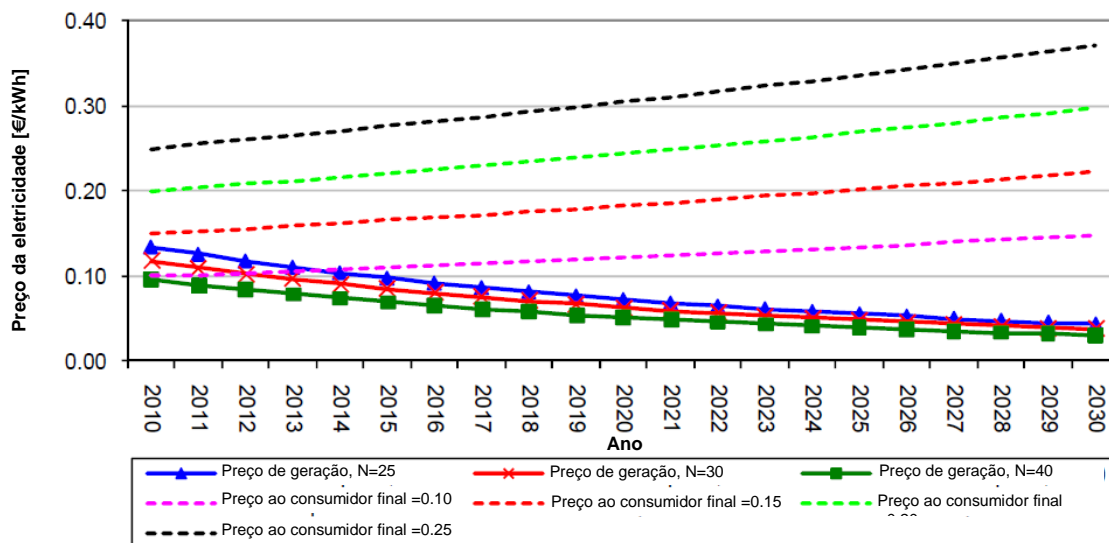


Figura 4.4.i: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 9

Caso 10

Radiação global = 2400 kWh/m².ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 4 %

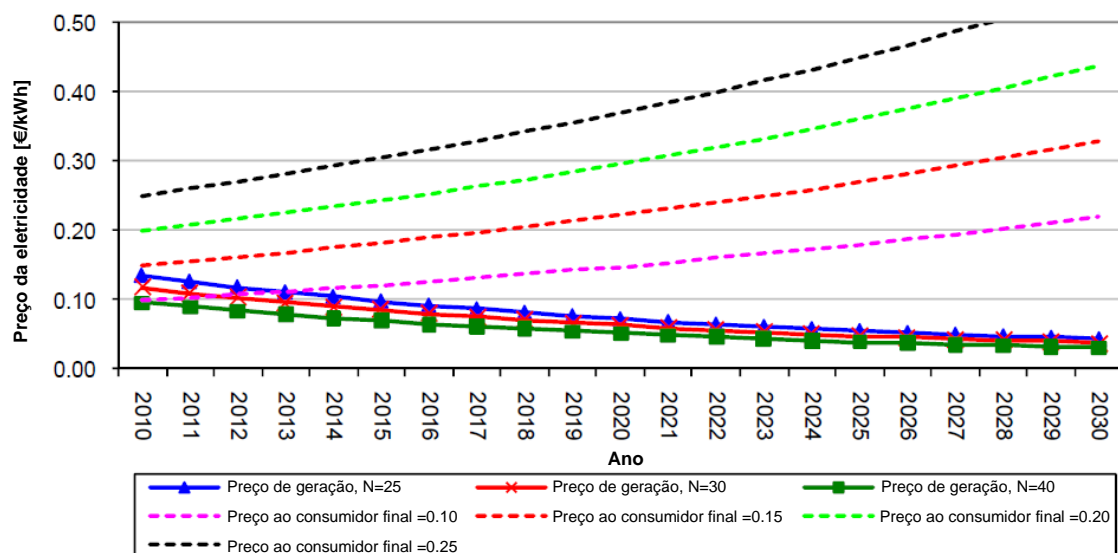


Figura 4.4.j: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 10

Caso 11

O efeito de diferentes taxas de juros bancários (0% a 15%) nos anos até chegar à paridade à grade fica evidente neste caso. Neste caso foi considerada uma vida útil de apenas 25 anos. Como mostra o gráfico, a ocorrência da paridade à grade é altamente dependente da taxa de juros bancários no investimento.

Radiação global = 2000 kWh/m².ano e taxa de crescimento anual do preço da eletricidade = 2 %

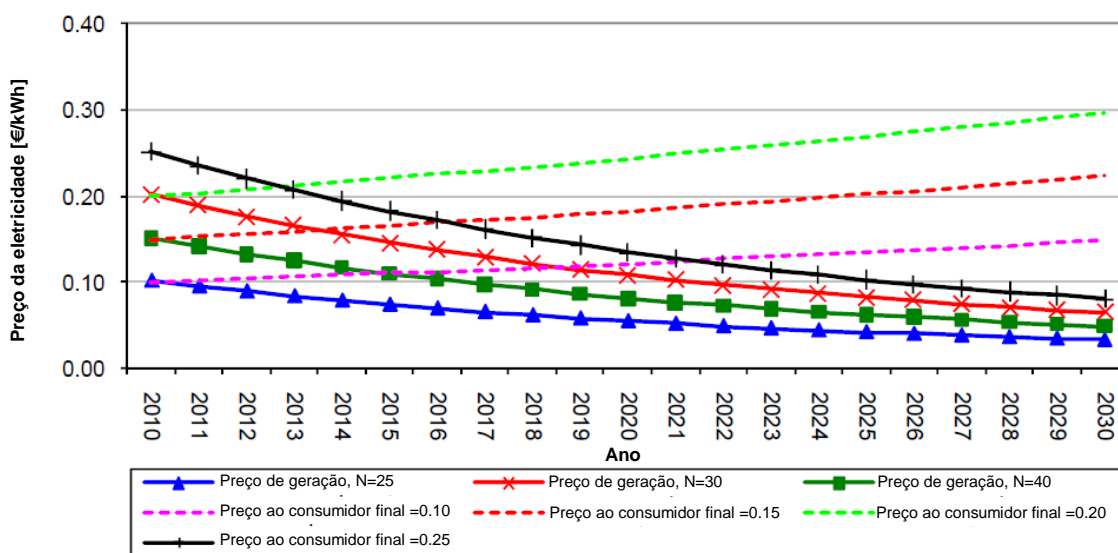


Figura 4.4.k: Anos para chegar à paridade à grade - Caso 11

Em todos os casos exibidos acima, o preço de módulo para módulos de tipo c-Si foi estimado em aproximadamente 3022 €/kWp. Contudo, nos últimos dias o preço do módulo vem decrescendo a um ritmo mais acelerado e os preços podem estar abaixo deste nível em alguns mercados. Os módulos de película mais fina não são analisados neste caso. Atualmente, o preço do módulo de película fina está em volta de 1500 €/kWp. Portanto, a escolha desses módulos pode eventualmente tornar o sistema PV mais competitivo no mercado de eletricidade.

5 Impacto da geração descentralizada nas curvas de carga e na infraestrutura de distribuição

O governo alemão anunciou a meta de reorganizar a produção de eletricidade de modo que no ano 2050 80% da eletricidade seja gerada por fontes de energia renovável (hoje em dia é 16%) [Energiekonzept 2010]. Isto acontecerá com novas demandas na infraestrutura da grade e a pergunta é como a infraestrutura atual se adequará aos desafios futuros.

A figura 5.a mostra como a energia flui nas fontes tradicionais de suprimento de energia. As usinas têm alta capacidade nominal, alimentam a rede de transmissão de alta voltagem e são construídas ou perto dos centros de carga, ou onde os recursos primários de energia estão disponíveis ou possam ser facilmente transportados. A energia sempre flui de alto para baixo. O fluxo de energia é sempre das usinas com a voltagem mais alta aos consumidores ligados aos níveis de voltagem alta e média.

No suprimento de eletricidade no futuro sempre haverá uma grande capacidade de geração alimentando a grade de alta voltagem, mas freqüentemente localizada em outros lugares, por exemplo, no mar onde as condições de vento são excelentes. Isto é compatível com a construção de novas capacidades de transmissão, consultar, por exemplo [dena 2004], [Valov 2009]. Mas adicionalmente a capacidade de geração também estará ligada ao nível de voltagem média (principalmente vento) que poderiam levar a um fluxo de energia reverso. E finalmente, uma crescente quantidade de capacidade descentralizada será ligada ao nível de baixa voltagem, especialmente geradores de energia de sistemas fotovoltaicos e sistemas combinados de calor e força combinados resultando em toda espécie de situações de fluxo de energia (figura 5.b).

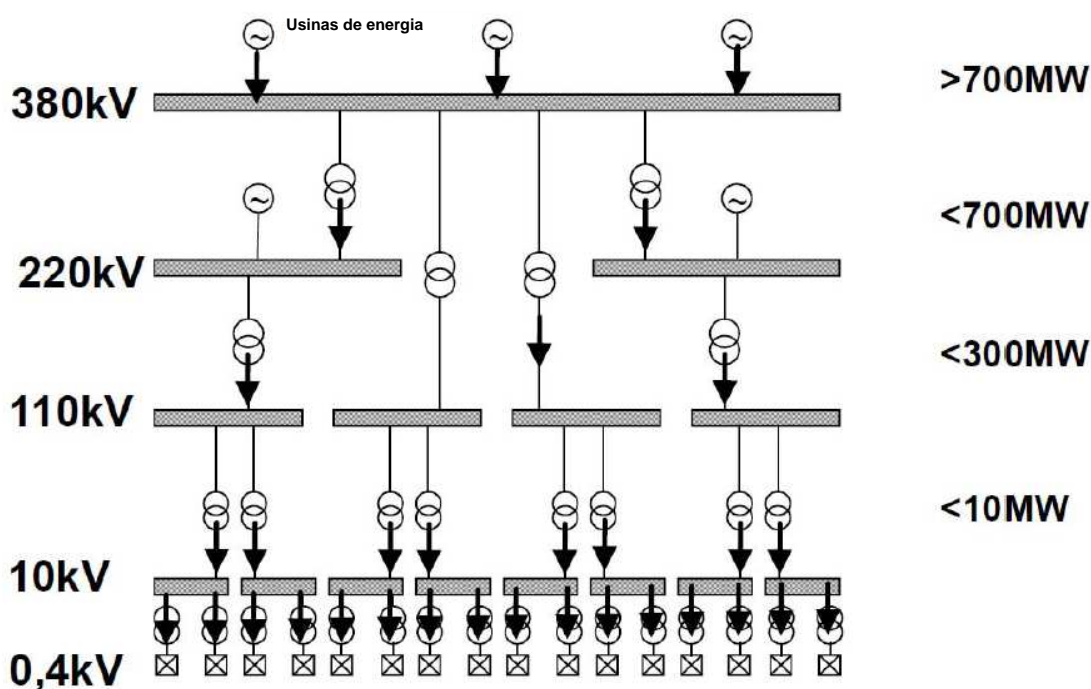


Figura 5.a: Estrutura da rede de transmissão e distribuição tradicional com fluxo de energia indicado

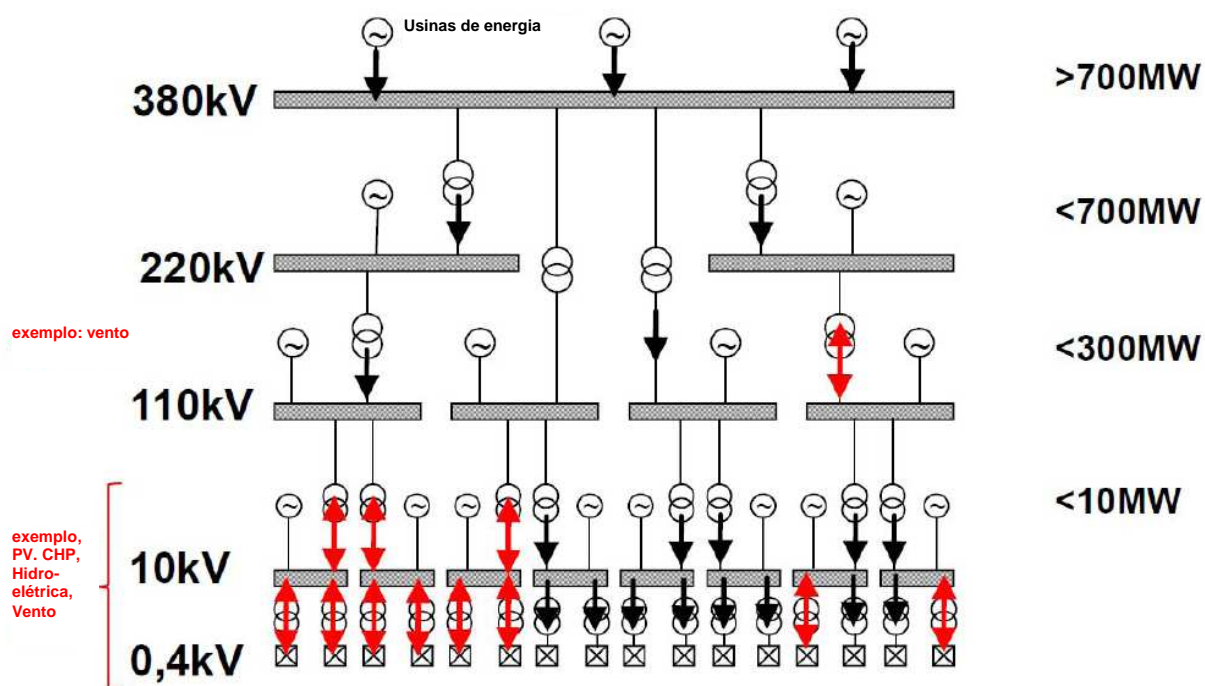


Figura 5.b: Estrutura da rede de transmissão e distribuição de eletricidade com grandes partes de geração distribuída

A pergunta a ser respondida é se a grade existente é capaz ou não de agüentar a estrutura de suprimento de eletricidade planejada. Como mencionamos antes, devido aos novos locais de instalação como parques de vento offshore há necessidade de construir novas linhas de transmissão. Mas isto não é um novo fator econômico [dena 2004]. A grade pública de eletricidade na Alemanha tem um comprimento de 1,8 milhões de quilômetros e somente 6% dessa extensão corresponde ao nível de alta voltagem. A maior parte é de voltagem média (27%) e a grade de distribuição de baixa voltagem é de 67%. É essencial que as grades de média e alta voltagem possam dar conta das novas tarefas. Serão capazes disso?

Comparando as figuras 5.a e 5.b fica claro que cada Watt gerado descentralizadamente – significando nos locais onde se concentram as cargas – alivia os ativos da grade. Isto quer dizer que a geração descentralizada resulta em cargas menores nas linhas de transmissão de alta voltagem, nas linhas de distribuição de média e baixa voltagem e em todos os transformadores entre as linhas. Daí resultam vários efeitos:

- Cargas menores dos equipamentos de transmissão e distribuição resultam em menores perdas de energia e portanto em custos menores para os operadores da grade (cobrir perdas é responsabilidade dos operadores da grade).
- Em países e regiões com alta taxa de crescimento do consumo de eletricidade há uma necessidade de nova capacidade (centralizada) de geração de energia e também de maiores capacidades nas linhas de transmissão e nos transformadores. Dependendo do grau de uso da geração descentralizada e da extensão da grade, ambos podem ser abrandados e minimizados ou mesmo evitados (pelo menos quando a geração descentralizada contribui para satisfazer a demanda de pico de energia).
- O capital privado tem motivação para contribuir para a extensão do sistema energético. Geralmente, a geração descentralizada de energia alivia o sistema!

Apesar disso, pode haver outros problemas com a geração descentralizada e a alimentação (feed-in) à grade de distribuição. Estes problemas serão analisados nas próximas seções e discutidos no contexto alemão.

5.1 Situação atual e problemas relacionados à geração descentralizada nas grades de distribuição na Alemanha

Nos últimos dois anos na televisão e nos jornais apareciam artigos no sentido de que devido à lei de energia renovável, foram instalados tantos sistema fotovoltaicos que a grade pública tinha chegado à sua capacidade máxima de absorção. Isto está longe da realidade. A Figura 5.1a mostra a capacidade instalada no fim de 2009 com um total de PV instalados de quase 10 GW_p. Isto equivale a 121 Watt per capita. O estado da Bavaria está na dianteira na Alemanha com uma capacidade instalada de 311 Watt per capita e uma fração de mais de 3% da demanda de eletricidade.

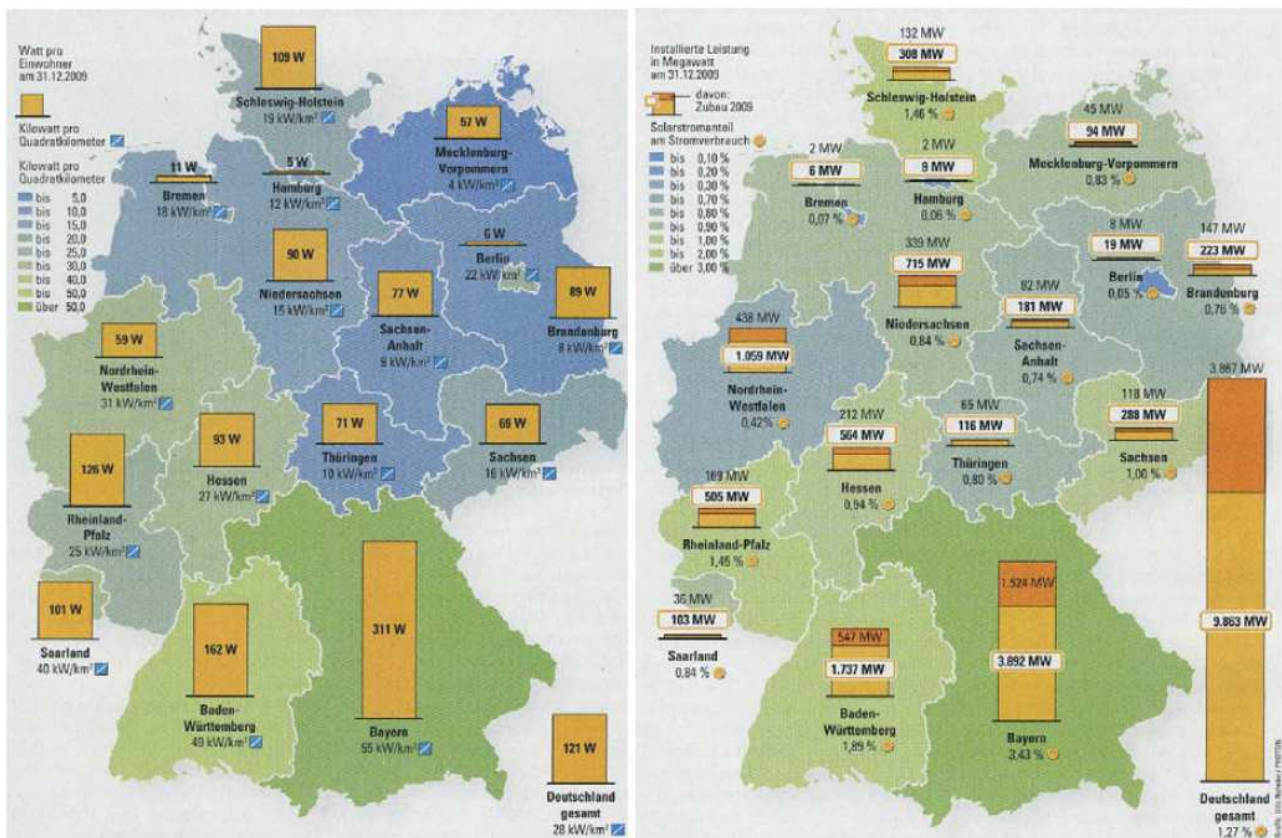


Figura 5.1.a: Esquerda: Capacidade de módulos PV instalados per capita. Direita: Capacidade total instalada e nova capacidade instalada em 2009 (bloco laranja), porcentagem de sistemas PV sobre a demanda de eletricidade [Photon 2010].

Mais adiante no relatório mostraremos que isto não causa nenhum problema. Mesmo quando as metas de capacidade instalada de 30 GW ou 50 GW como indicado em alguns cenários de energia, forem atingidas, não haverá problema. Pelo menos não causará problema enquanto a capacidade for distribuída igualmente.

Contudo, em algumas situações especiais, a capacidade já foi excedida. Uma distribuição homogênea não corresponde à realidade. Especialmente em áreas rurais com grades fracas e baixo consumo de energia e baixa densidade populacional, os sistemas fotovoltaicos tiveram grande crescimento nos últimos anos. Na Figura 5.1b Nenning demonstra uma situação extrema de uma área dominada por um grande número de fazendas com grandes superfícies de telhado. As edificações estão distantes umas das outras e quase todas as casas contem instalações fotovoltaicas maiores (13,5 kW_p, 20 kW_p e 38,7 kW_p) ou outras fontes de geração de eletricidade distribuída (biogás, unidades de calor e força combinados, com uma capacidade total de 152 kW). Neste caso (e vários outros em áreas rurais) a infraestrutura da grade foi sobrecarregada e a grade teve que ser entendida.

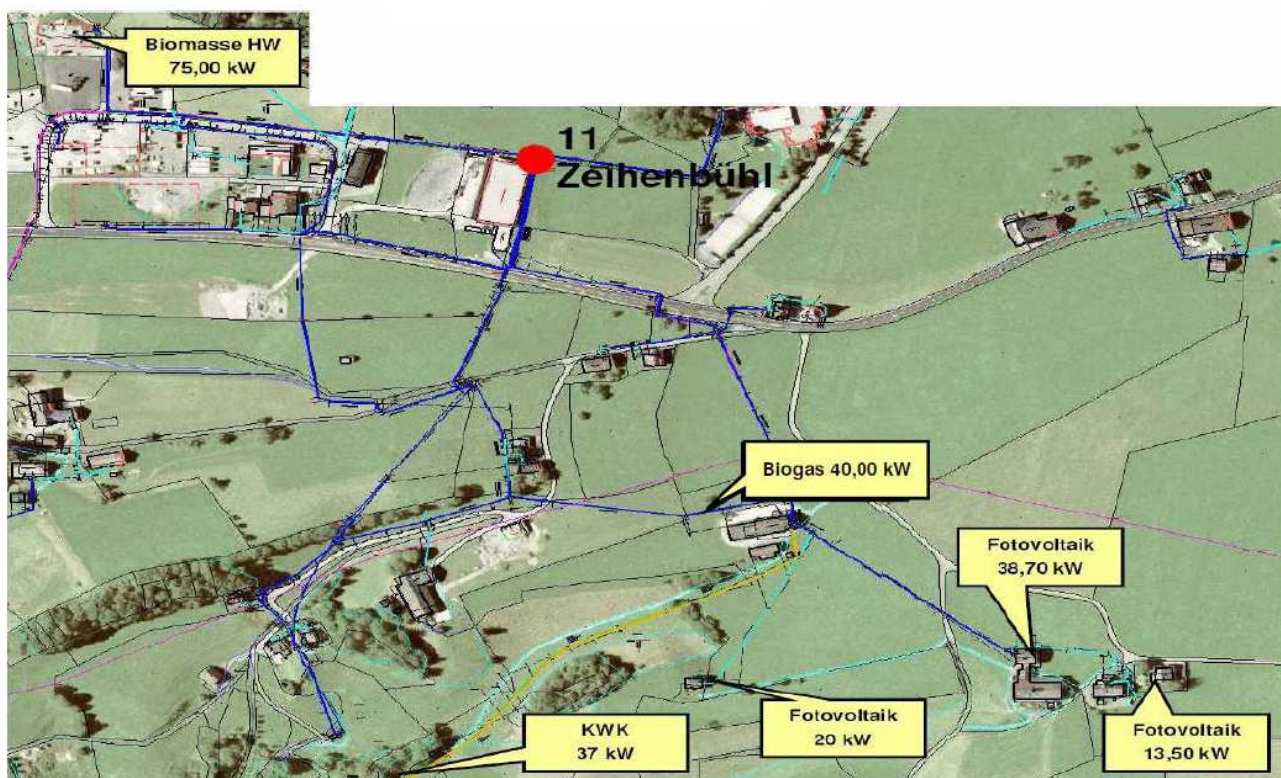


Figura 5.1.b: Exemplo de uma situação de grade rural com baixa densidade de carga e alta geração descentralizada [Nenning 2009]

5.2 Problemas e soluções futuros relacionados com a geração descentralizada com uma perspectiva até 2020

Os cenários para as futuras instalações de sistemas PV variam entre muito pessimistas e muito otimistas. Assumindo uma abordagem otimista da Federação Alemã de Energia Renovável BEE com uma capacidade de 39,5 GW no ano de 2020 [BEE 2009] a um número estimado de unidades residenciais [Destatis 200] de cerca de 40 milhões, teríamos

$$\frac{39.5 \text{ GWp}}{40 \cdot 10^6 \text{ apartamentos}} = 988 \frac{\text{Wp}}{\text{apartamento}}.$$

Como comparação a carga de pico na Alemanha em 2009 foi de 78,5 GW [bdew 2009].

5.2.1 Possíveis gargalos nas grades de distribuição

A capacidade máxima de carga da grade de um lado resulta da capacidade máxima de carga dos ativos da grade e de outro lado das disposições e normas de qualidade de energia (especialmente níveis de voltagem).

Simultaneidade

Os ativos da grade são planejados de acordo com a carga máxima esperada. Se apenas uma unidade residencial estiver ligada, os ativos devem ser dimensionados de acordo com a carga máxima desta unidade residencial. Quanto mais unidades residenciais (ou outras cargas) forem ligados, menor é a probabilidade de que todos estejam em pico de consumo ao mesmo tempo. Esta teoria resulta no fator de simultaneidade pelo qual são dimensionados os ativos da grade (Figura 5.2.1a).

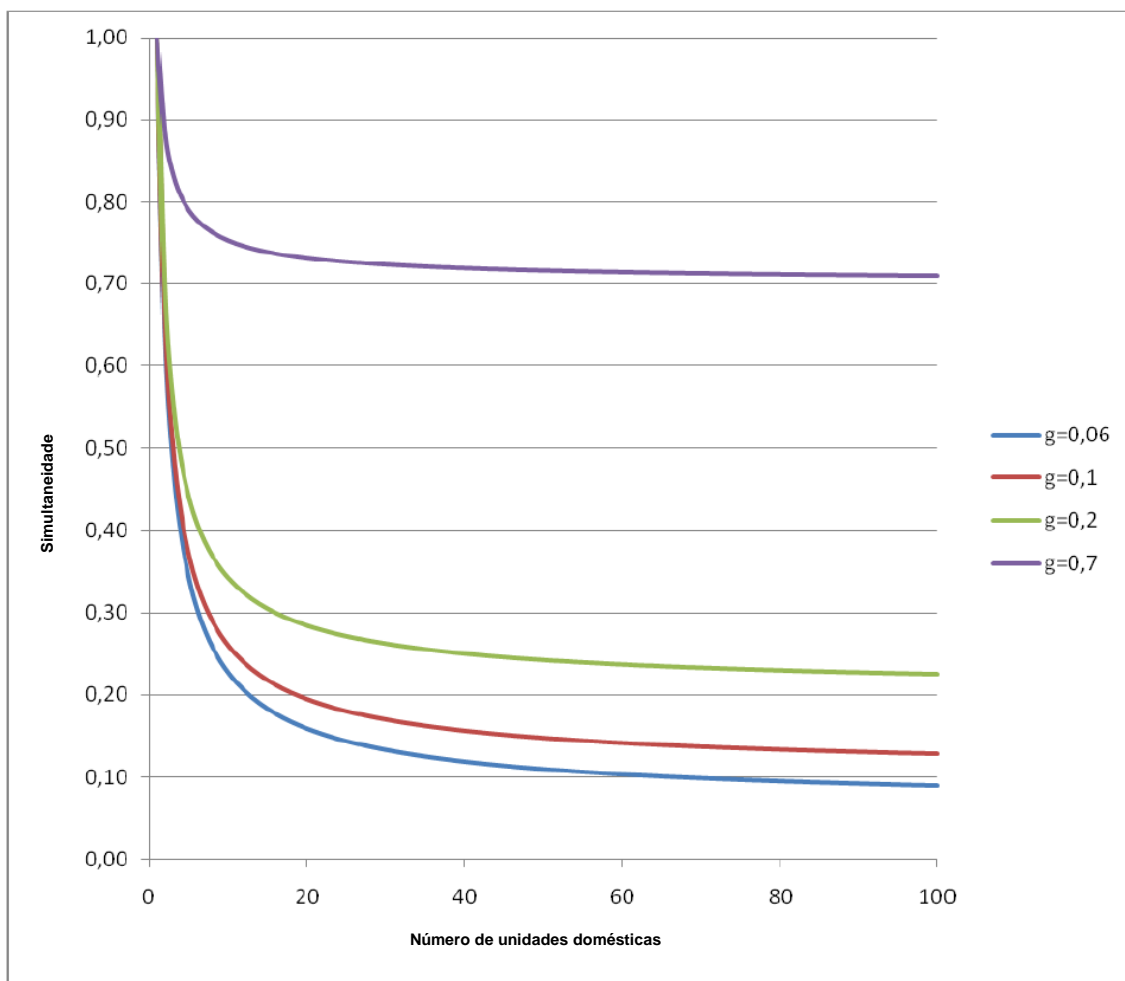


Figura 5.2.1.a: Simultaneidade: carga elétrica de pico dependendo do número de unidades residenciais, considerada como uma função de simultaneidade fator “g” para um número infinito de unidades residenciais ($g=0,06$: alto grau de eletrificação incluindo geração de água quente; $g=0,1$: parcialmente eletrificado com fogão elétrico; $g=0,2$: baixa eletrificação; $g=0,7$: unidade residencial com aquecimento elétrico), derivado de [Kaufmann 1995]

Isto significa que uma vizinhança de unidades residenciais típicas na Alemanha incluindo fogões de cozinha elétricos, os transformadores e as linhas não são dimensionados para os picos de carga de todas as unidades residenciais, mas apenas para aproximadamente 20% delas. Isto é, quando o pico de carga da unidade residencial for cerca de 10 kW, os ativos são dimensionados para apenas 2 kW.

Com cargas de usuários independentes, este procedimento leva a um projeto econômico de grade porque um grupo de pessoas suficientemente grande nunca se comporta da mesma maneira (e portanto estas pessoas nunca consomem eletricidade em carga de pico ao mesmo tempo).

Isto é completamente diferente com sistemas fotovoltaicos. No âmbito de um distrito local, as condições climáticas são iguais para todos os sistemas ao mesmo tempo (com pequenas variações quando passam nuvens). Isto resulta num fator de simultaneidade quase igual a “1” para geradores fotovoltaicos.

Daí, uma ligação para uma única casa é projetada para mais de 15 kW e pela lógica também poderia alimentar eletricidade de volta à grade na mesma quantidade. Mas quando todas as casas de um distrito alimentam eletricidade à grade ao mesmo tempo, a capacidade máxima é reduzida a 20%.

Carga de cabos e transformadores

A carga máxima dos ativos é definida de acordo com suas condições de limite de projeto. Uma violação dos limites de carga definidos, reduz a vida útil do ativo ou pode mesmo destruí-lo. Os parâmetros relevantes

são corrente e voltagem. Voltagem elevada resulta num aumento de estresse ao isolamento por campos elétricos, perdas e descargas parciais. Como isolamento de baixa voltagem, os ativos são projetados para um limite de 1000 V. Portanto, este critério não é significativo quando se discute a geração de energia descentralizada.

As correntes elétricas causam perdas em todos os ativos e conseqüentemente estes ativos esquentam. Quando a carga térmica é muito alta, os ativos envelhecem mais rapidamente e as vidas úteis diminuem consideravelmente (no caso de curto circuito a apenas alguns segundos). As cargas de corrente permitidas com condições limite como temperatura ambiente são especificadas nos ativos.

De acordo com [Kerber 2008a] a energia aparente nominal pode ser excedida em 50% no caso de transformadores de distribuição a óleo. No caso de cabos, a energia aparente é o limite [Kerber 2008b].

Desvios de Voltagem

Para uma operação segura da rede e dos aparelhos ligados a ela, foram definidos requisitos de níveis de voltagem. Uma definição de voltagens da grade e limites de voltagem está contida em DIN-IEC 60038 e VDE 0175. Uma descrição mais detalhada contém a norma Européia DIN-EN 50160. A voltagem tem que ser mantida dentro de um limite de $\pm 10\%$ da voltagem nominal.

Para garantir estas normas, diversas organizações criaram diretrizes suplementares. Relevante para esta publicação é especialmente o desvio máximo de voltagem permitido através de capacidades de geração descentralizadas. Na Alemanha estas são as diretrizes VDEW para operações paralelas de unidades de geração descentralizadas na grade de baixa voltagem [VDEW 2011]. Embora a faixa de voltagem permitida nas grades de baixa voltagem seja de $\pm 10\%$, a diretriz limita a contribuição da geração descentralizada com um critério de $\Delta U \leq 2\%$. Mais provavelmente este valor será alterado a $\Delta U \leq 3\%$ [Kerber 2009], [FNN 2008]. Então as regras seriam equivalentes às da República Checa, da Austria e da Suíça [VDN 2007a].

As razões para estes limites não são mencionados nas diretrizes. A mais provável é a explicação de acordo com as Figuras 5.2.1.b e 5.2.1.c [Kerber 2009]. Grades de média e baixa voltagem tem um acoplamento fixo. A última possibilidade (em infraestrutura de grade tradicional) a influenciar a voltagem é no ponto de alimentação em que está situado o transformador da grade de média voltagem. Estes transformadores podem alterar sua taxa de transmissão durante a operação. Dentro da grade de média e também de alta voltagem, a voltagem em qualquer ponto resulta da distribuição da carga na grade.

O pior caso é mostrado nas figuras abaixo e levam ao critério de $\Delta U \leq 3\%$. A linha de grade 1 está em condição de carga alta. A grade foi dimensionada de modo que neste caso a última conexão a uma casa é mantida dentro do limite de $\pm 10\%$ com uma reserva de segurança de 1%. Daí resulta que a voltagem ao nível de 20 kV é aumentada ao máximo de 104%. A queda de voltagem então é:

- de 5 % de queda na grade de baixa tensão
- de 3 % no transformador do sistema de distribuição
- de 5 % na grade de média tensão
- de 1 % de reserva de segurança.

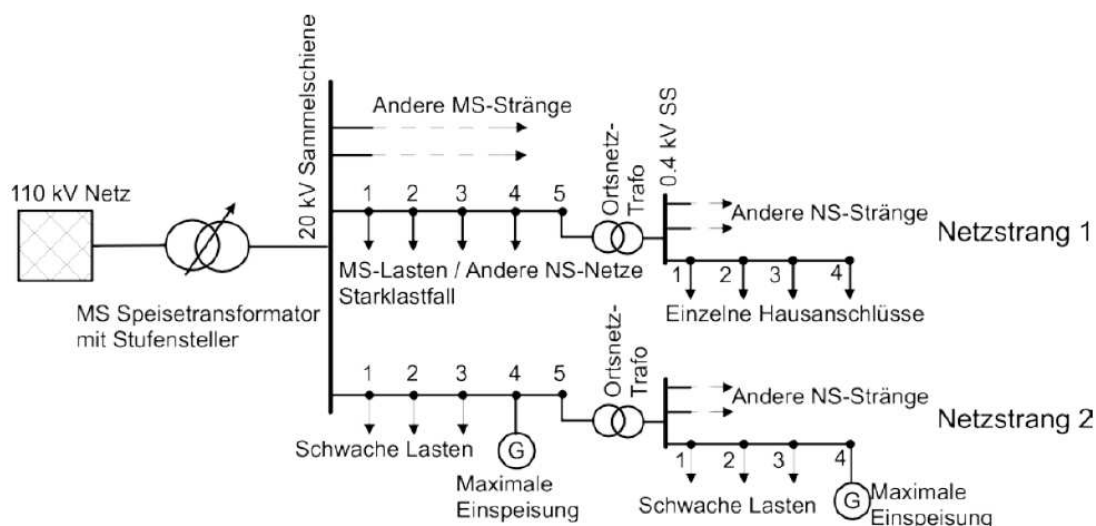


Figura 5.2.1.b: Exemplo de grade para explicar os limites de desvio de tensão (“Netzstrang”=linha de grade; “schwache Lasten”=carga baixa; “Maximale Einspeisung”=alimentação máxima; “Starklastfall”=condição de alta carga; “MS”=média tensão; “Ortsnetztrafo”=transformador de sistema de distribuição [Kerber 2009]

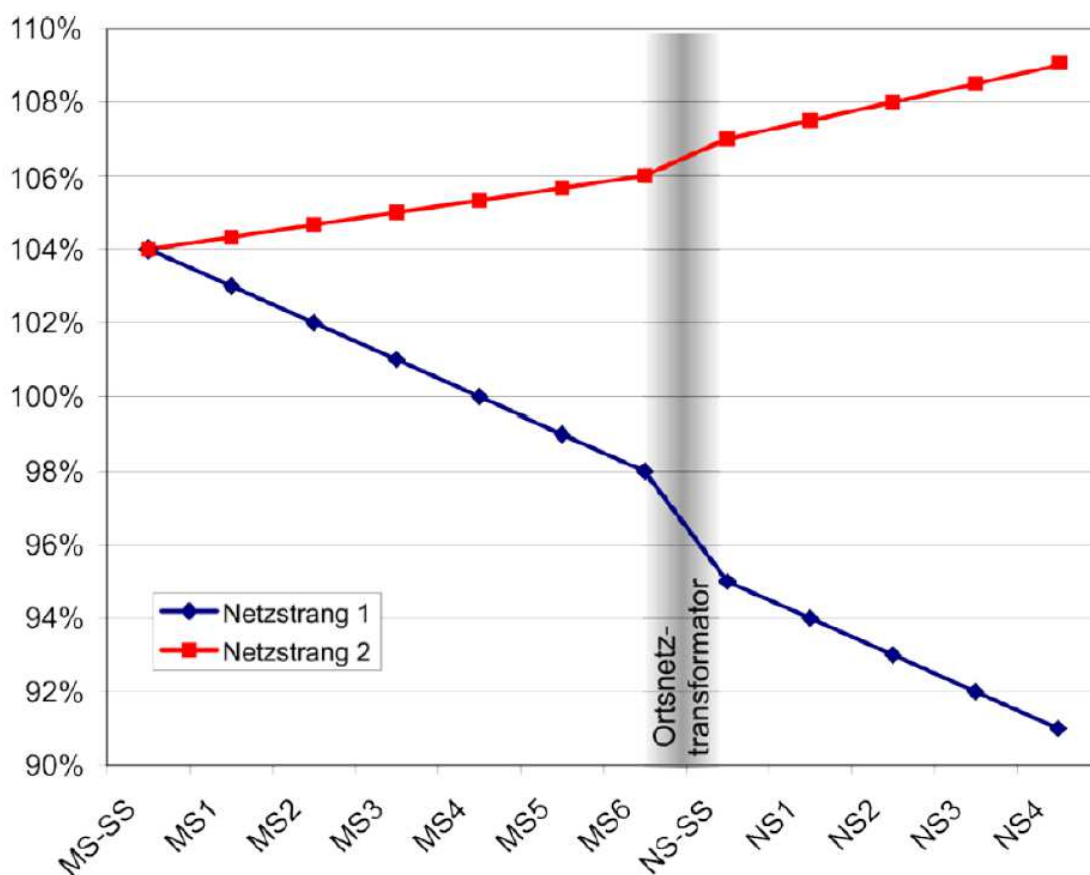


Figura 5.2.1.c: Distribuição de tensão no exemplo de grade de acordo com a Figura 5.2.1.b [Kerber 2009]

Assume-se além disso que ao mesmo tempo não há carga na linha de grade 2 e a alimentação máxima possível dos geradores de energia descentralizados. Isto conduziria a um aumento de tensão em vez de uma redução de tensão (ver Figura 5.2.1.c). Na conexão da última casa desta linha o critério de $\pm 10\%$ deve ser mantido. Não é possível baixar a tensão ao nível de 20 kV por causa da linha de grade 2. Portanto, as quedas da tensão remanescente são distribuídas correspondentemente:

- 3 % de queda de voltagem na grade de baixa tensão incluindo o transformador
- 2 % de queda de voltagem na grade de média tensão
- 1 % de reserva.

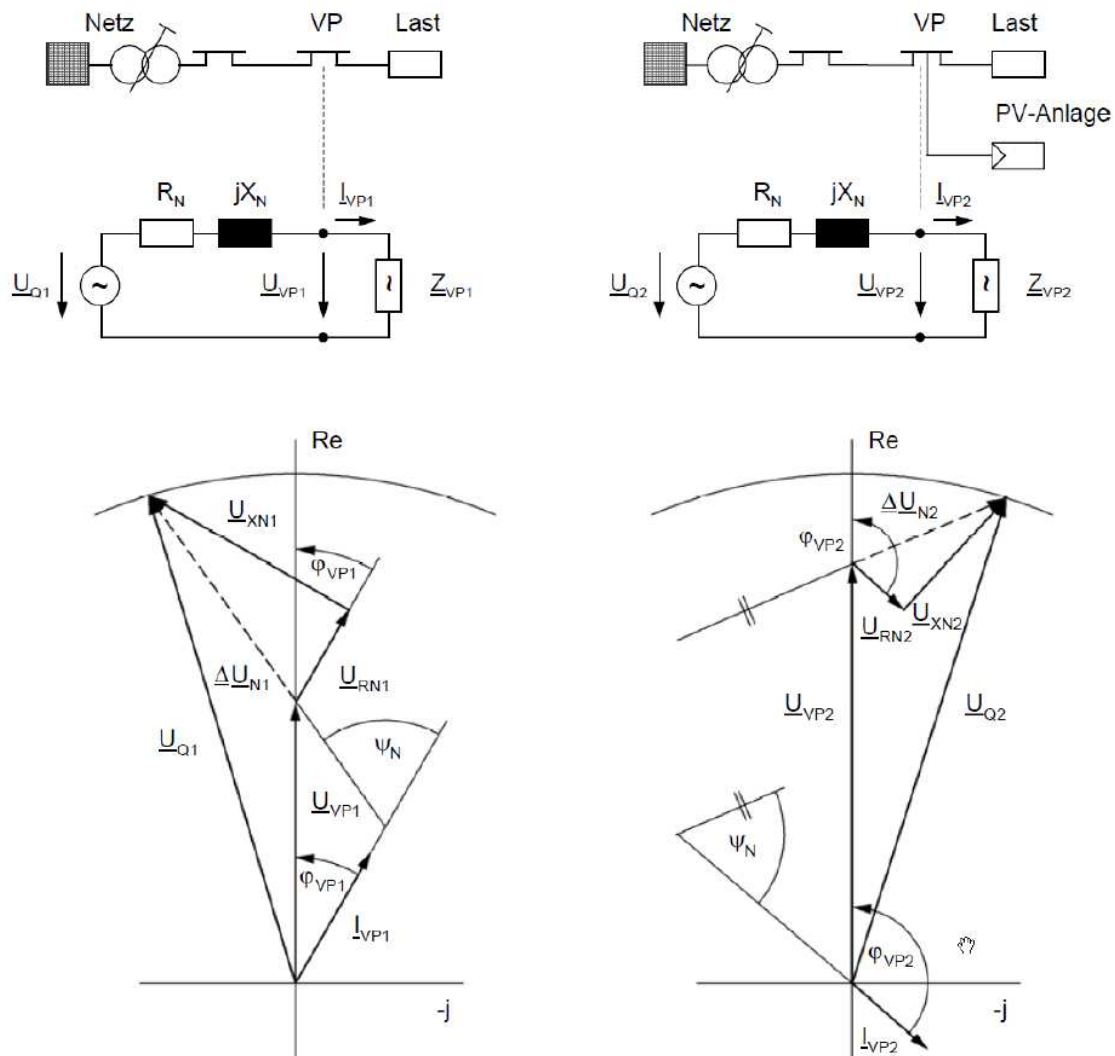


Figura 5.2.1.d: Esquema para demonstrar a queda de voltagem no caso de carga indutiva ohmica (esquerda) e aumento de voltagem no caso de injeção de energia ativa (direita) [Scheffler 2002]

Não se chegou a uma conclusão geral sobre quais dos gargalos potenciais poderiam causar problemas à infraestrutura da grade de distribuição. Se sistemas PV causam problemas ou não depende, de muitas circunstâncias, tais como: seleção de transformadores e cabos, extensão da grade de distribuição, densidade da carga e superfícies de telhado disponíveis para instalações de sistemas PV.

Para avaliar potenciais limites na infraestrutura da grade, deve-se analisar situações típicas de grade. Na próxima seção isto será feito para

- Áreas de edificação separada (alta densidade)
- Áreas de casas de uma e duas famílias (baixa densidade)
- Aldeias incluindo áreas de casas com pátios

- Áreas com fileiras de edifícios de vários pavimentos
- Bloco de edifícios / blocos urbanos

O trabalho mais detalhado feito nesta área é a dissertação de Jörg Scheffler da TU Chemnitz [Scheffler 2002]. Salvo disposição em contrário, todos os resultados da análise provem desta obra. Suplementarmente os resultados de outros estudos são incluídos e mencionados.

5.2.2 Análise de diferentes estruturas de grades de distribuição

Áreas de edificação separada (alta densidade)

Este tipo é talvez a maneira mais típica de morar na Alemanha. Trata-se de uma topologia suburbana localizada principalmente nas áreas dos limites das cidades. O suprimento de eletricidade é feito por cabos. A Figura 5.2.2.a dá uma impressão deste tipo de área e a Figura 5.2.2.b mostra os estudos deste exemplo de grade.

As condições de limite são as seguintes:

- Grade de média voltagem:
 - o 20 kV
 - o Energia de curto-circuito 116 MVA
 - o Ângulo de impedância da grade 39°
- Potência aparente do transformador: 630 kVA
- Cabos: NAYY 4x150 mm²; $I_{\max}=265$ A
- Conexões domésticas: NAYY 4x25 mm²; $I_{\max}=90$ A
- 1,15 unidades de alojamento por conexão de casa (85 % casas separadas; 15 % casas de duas famílias)
- Número de unidades de alojamento: 176
- Pico do quociente de carga por unidade de alojamento: 2.0 kW
- Outras cargas: 2 kW para telecomunicação e um restaurante (15 kW_{max})
- Inclinação do telhado: 40°

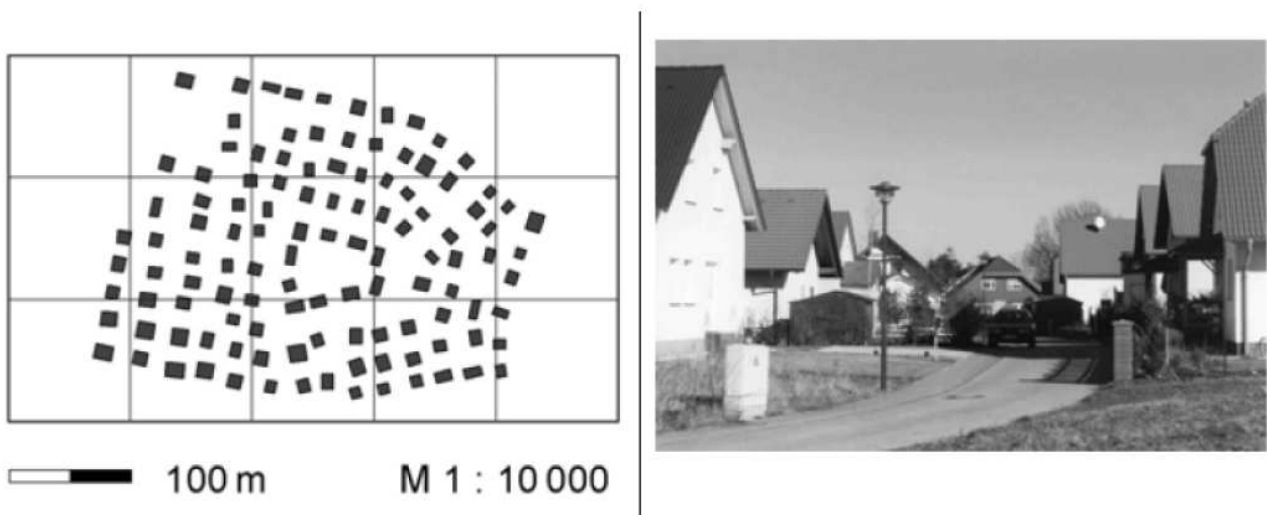


Figura 5.2.2.a: Exemplo de edificação separada com alta densidade [Scheffler 2002]

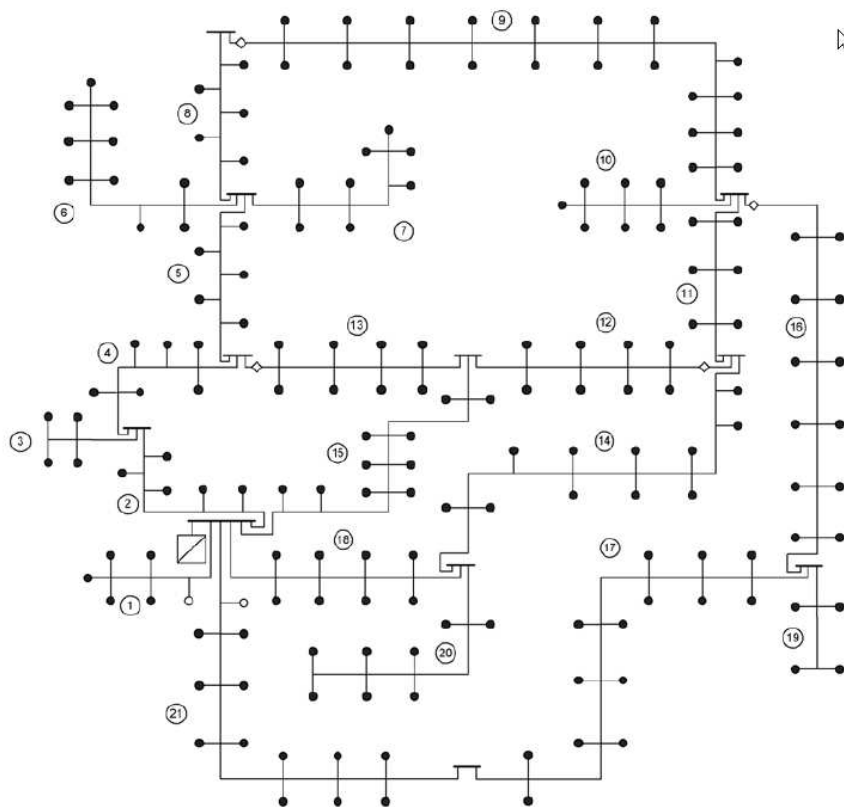


Figura 5.2.2.b: Mapa da grade do exemplo de área de edificação separada estudada [Scheffler 2002]

Os principais resultados desta análise do tipo de grade foram (Figura 5.2.2.c):

- Com uma capacidade de PV instalada de $5,32 \text{ kW}_p$ por unidade de alojamento, o transformador está no limite de carga.
- Os cabos já estão no seu limite com uma capacidade instalada de $2,83 \text{ kW}_p$.
- As limitações devido a desvios de voltagem são dadas de acordo com a faixa de flutuação na grade de média tensão (eixo horizontal).

Com flutuações realísticas de voltagem isto não significa um limite adicional da capacidade instalada. No caso da faixa de média voltagem ser de $\pm 6.6\%$, a capacidade de PV seria limitada a somente 0.7 kW_p por unidade de alojamento.

Variações maiores da faixa de voltagem média não são permitidas devido ao limite de voltagem na grade de baixa voltagem durante a condição de carga de pico.

- No caso em que a média voltagem é controlada de modo que de acordo com a carga, a voltagem mínima seja mantida, a área de instalação possível é expandida na área cinza escura na Figura 5.2.2.c.
- Com uma faixa de média voltagem de $\pm 3\%$, a capacidade máxima que é limitada pela carga do cabo, pode ser instalada. Isto é somente 30% da área de telhado adequada, mas apesar disso a capacidade instalada seria quase 500 kW_p nesta pequena vizinhança.

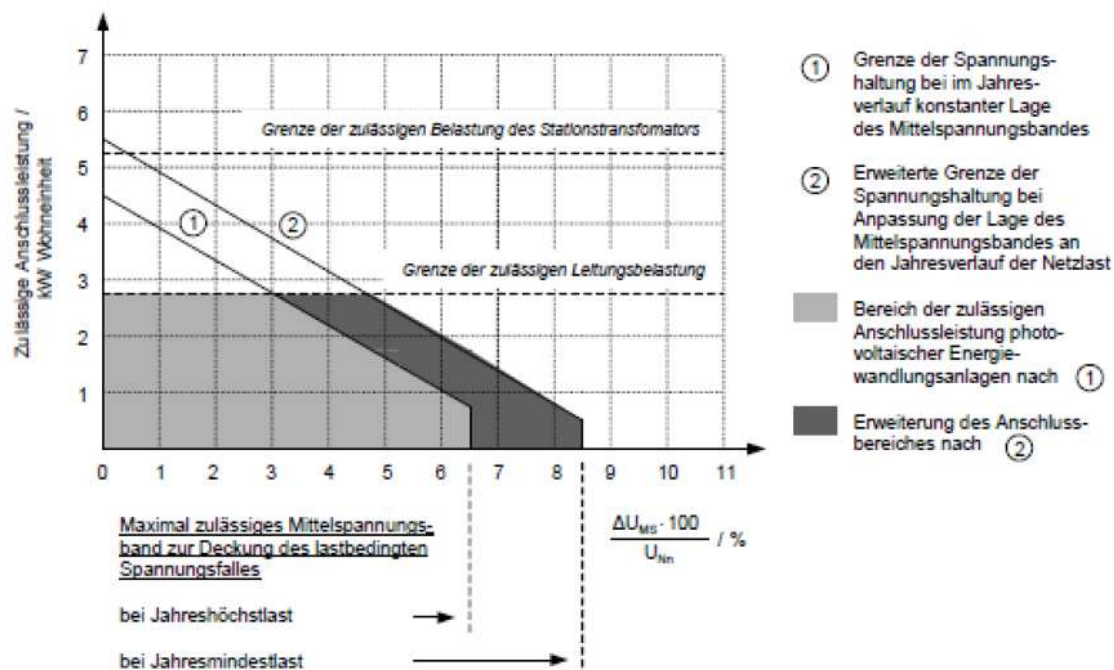


Figura 5.2.2.c: Limites de capacidade potencial para instalações PV dentro de uma grade exemplo para área de edificações separadas (eixo vertical = capacidade de PB em kW_p; eixo horizontal = faixa de média voltagem máxima permitida com carga de pico anual (cinza claro) e carga mínima anual (cinza escuro) [Scheffler 2002]

[Braun 2009] também aborda uma área suburbana de acordo com a Figura 5.2.2.d. Cinco alimentadores de ramal estão ligados a um transformador de distribuição de 630 kVA 10/0.4 kV e distribuem energia elétrica aos consumidores. Um alimentador está modelado em maior detalhe para mostrar a influência da alimentação de energia do sistema PV em diferentes pontos de injeção ao longo do alimentador de ramo. O comprimento total de cada alimentador de ramal é de cerca de 300 m. A potência aparente máxima de cada um dos cinco alimentadores de ramal é limitada a 182 kVA devido a disjuntores de 250 A nos respectivos terminais no barramento de baixa voltagem e um fator de potência mínima assumida de 0,95. 18 unidades residenciais, cada uma delas equipada com um gerador PV de 5 kWp estão conectados ao longo dos respectivos alimentadores de ramal. O comprimento dos cabos de alimentação de trilha (dentado), que ligam os respectivos pontos de injeção com o cabo do alimentador de ramal é de 10 m.

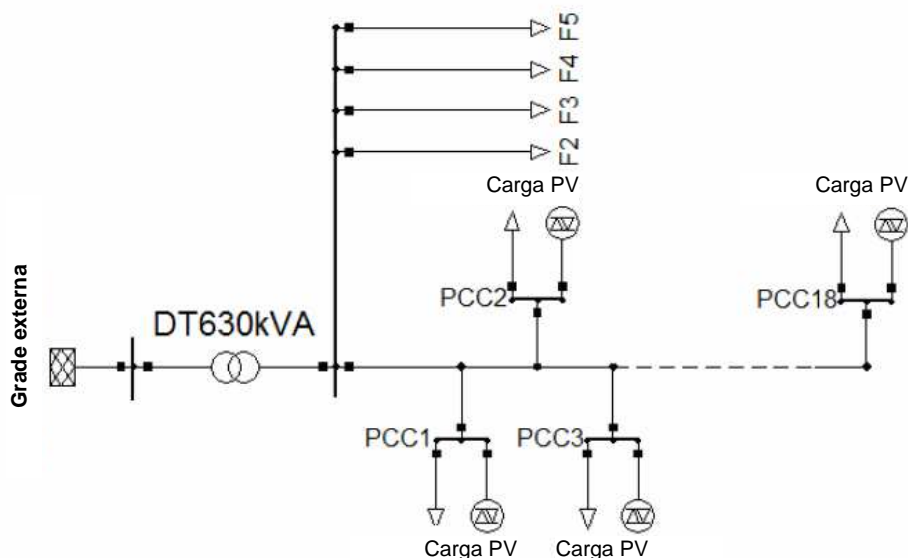


Figura 5.2.2.d: Exemplo de uma grade de área residencial suburbana [Braun 2009]

Braun calcula com a premissa de uma voltagem fixa média de 1.0 p.u. Com essa premissa ele conclui que o critério $\Delta U \leq 2\%$ seria violado, mas o critério $\Delta U \leq 3\%$ não seria. Os resultados estão longe de exceder 1.1 p.u. Além disso a carga do transformador e do cabo não estão no limite.

[Degner 2010] investigou uma grade sintética de baixa voltagem. Também aqui o foco principal tem sido o gerenciamento da voltagem. A grade consiste de seis linhas idênticas (Figura 5.2.2.e). Cada linha tem uma extensão de 600 m com interligação doméstica a cada 25 m (24 pontos de conexão por linha). O cabo principal é de Cobre VPE de 150 mm² com uma capacidade térmica de 270 kVA e uma carga de impedância por unidade de comprimento de $(0,124 + j0,069) \Omega/\text{km}$. Cada uma das linhas de conexão aos prédios tem um comprimento de 30 m e são de 50 mm² de Cobre VPE com uma capacidade térmica de 140 kVA e uma carga de impedância por unidade de comprimento de $(0,387 + j0,072) \Omega/\text{km}$. O transformador de distribuição de 20/0,4 kV tem uma capacidade de 630 kVA de tipo Dyn5 e uma voltagem de curto circuito de 6%.

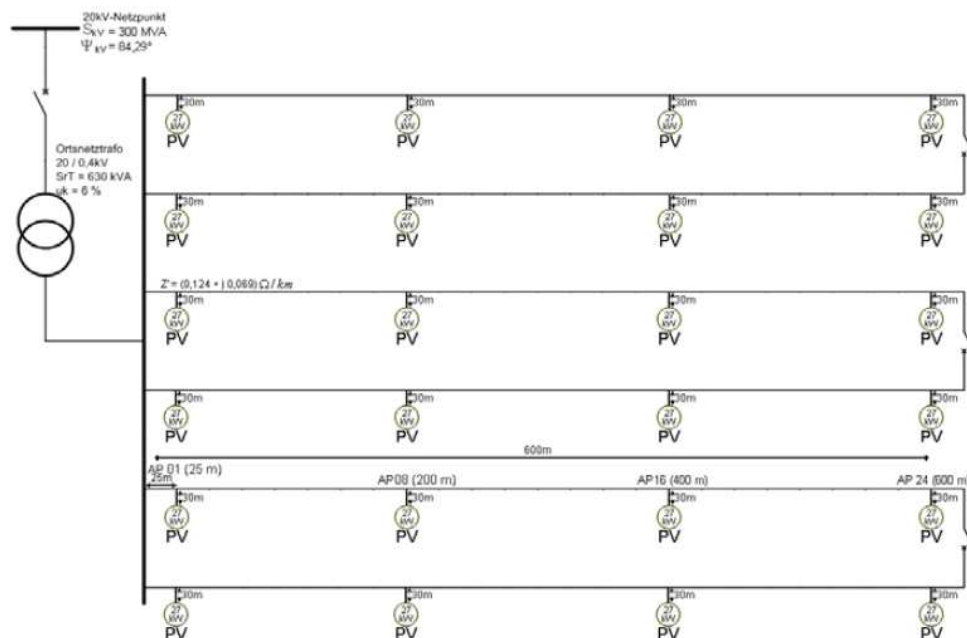


Figura 5.2.2.e: Exemplo de grade de baixa voltagem [Degner 2010]

As cargas não foram consideradas. Quatro sistemas PV com uma capacidade de 27 kW cada um foram ligados aos pontos de injeção 1, 8 16 e 24. A Figura 5.2.2.f mostra a distribuição de voltagem para diferentes estratégias de gerenciamento de voltagem. O critério $\Delta U \leq 2\%$ não pode ser mantido com $\cos \varphi = 1$. Com um $\cos \varphi = 0.9$ a voltagem do transformador se reduz a menos de 0,98 p.u. Com um $\cos \varphi = 0.95$ fixo, a voltagem é sempre mantida dentro da faixa de tolerância. Além disso foi encontrado que com uma função QU, inversores perto do transformador e no fim da linha podem tem um comportamento oposto resultando mesmo numa carga crescente de linha trocando força reativa entre si.

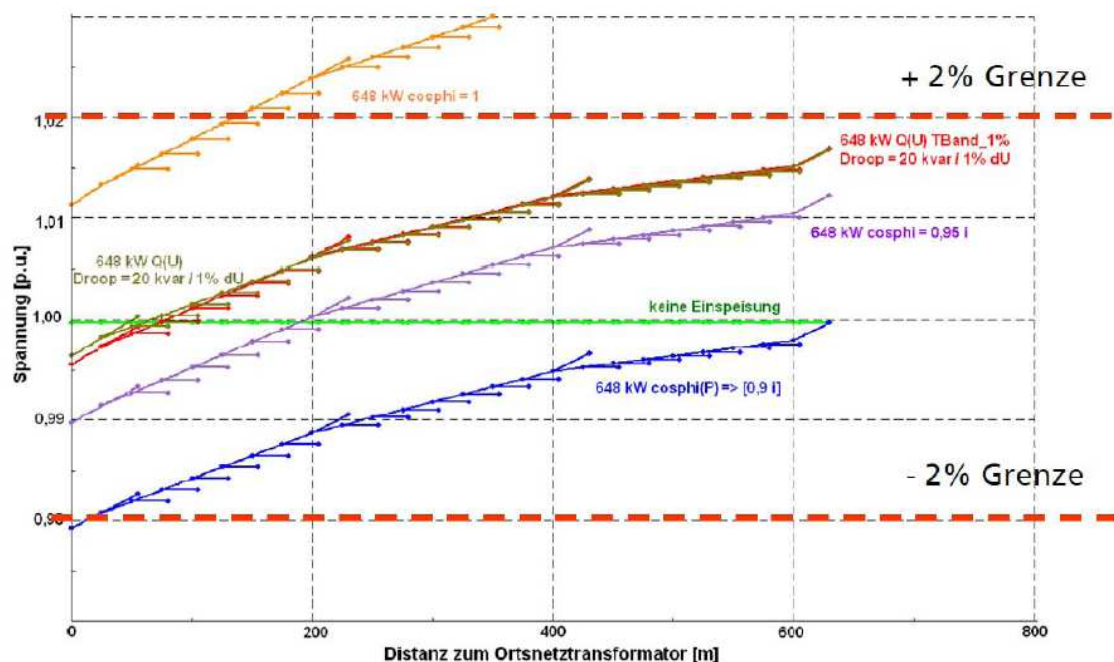


Figura 5.2.2.f: Distribuição de tensão ao longo do cabo com diferentes estratégias de gerenciamento de tensão (eixo horizontal: distância do transformador [m]; eixo vertical: tensão [p.u.]) [Degner 2010]

A força de injeção máxima foi determinada por Degner dependendo do modo em que a provisão de força reativa é apresentada na Tabela 5.2.2.a. A consideração foi limitada ao critério de tensão. Degner menciona que em alguns cenários o transformador e os cabos estão sobrecarregados. Os resultados dos cenários 3 a 5 são exibidos na Figura 5.2.2.g.

Tabela 5.2.2.a: Força de injeção ativa máxima com diferentes estratégias de gerenciamento de força reativa (cenário1: $\cos(\varphi) = 1$; cenário2: $\cos(\varphi(P))$ função de $\cos(\varphi) = 0.9$; cenário3: $\cos(\varphi) = 0.95$; cenário 4: Q(U)-característica; cenário5: Q(U)-característica, mas os geradores PV foram montados diferentemente)

Szenario	Regelungsverfahren / Einstellung	Bemessungsleistung / Verteilung der PV- Anlagen	Max. Wirkleistungseinspeisung [MW]
1	Fixer $\cos \varphi$ $\cos \varphi = 1$	2 x 27 kW; AP 1 und AP 24 oder AP 8 und AP 16	$2 \times 6 \times 0,027 = 0,324$
2	$\cos \varphi(P)$ -Statik oder Fixer $\cos \varphi$ $\cos \varphi = 0,9$ untererregt	4 x 27 kW; AP 1, AP 8, AP 16 und AP 24	$4 \times 6 \times 0,027 = 0,648$
3	Fixer $\cos \varphi$ $\cos \varphi = 0,95$ untererr.	7 x 27 kW; AP1, AP 4, AP 8, AP 12, AP 16, AP 20 und AP 24	$7 \times 6 \times 0,027 = 1,134$
4	Q(U)-Kennlinie	7 x 27 kW; AP1, AP 4, AP 8, AP 12, AP 16, AP 20 und AP 24	$7 \times 6 \times 0,027 = 1,134$
5	Q(U)-Kennlinie (PV Anlagen gezielt angeordnet)	12 x 27 kW; AP1 – AP 10, AP 16 und AP 24	$12 \times 6 \times 0,027 = 1,944$

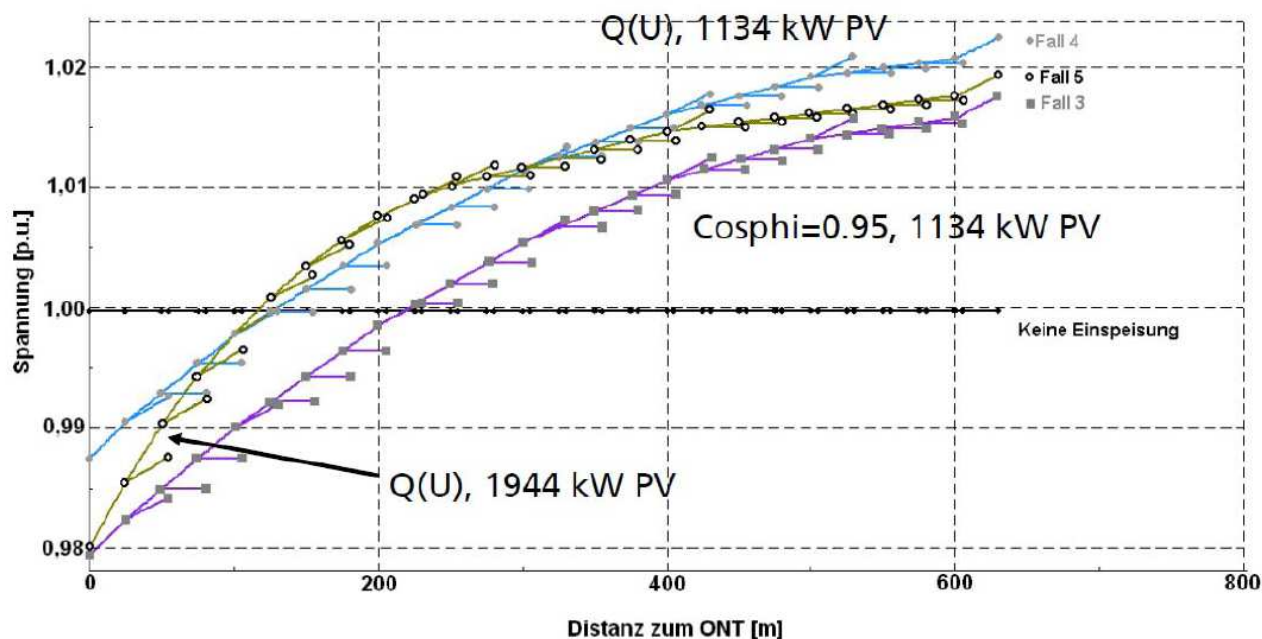


Figura 5.2.2.g: Distribuição de tensão dos cenários 3 a 5 da tabela 5.2.2.a [Degner 2010]

Em [Kerber 2007] foram investigadas muitas grades. Os resultados neste documento estão divididos com a tentativa de distribuí-los de acordo com a metodologia usada por Sheffler. Kerber determinou a capacidade PV máxima típica por prédio por cada tipo de área (Figura 5.2.2.h). No caso em que a capacidade era maior que 30 kW_p, o valor foi limitado a este tamanho.

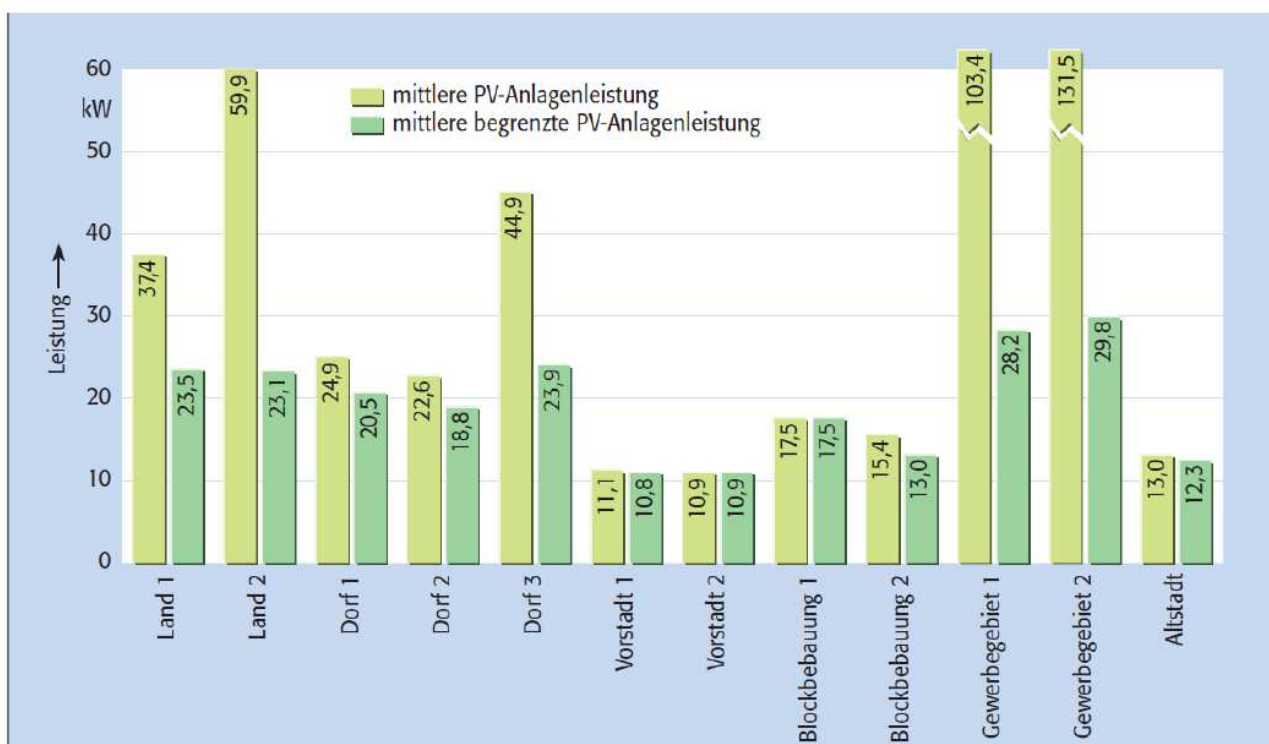


Figura 5.2.2.h: Capacidade PV máxima por prédio em diferentes tipos de área [Kerber 2007]

Os resultados de áreas suburbanas são exibidos na Figura 5.2.2.1. A capacidade teórica média foi calculada em 10 kW_p aproximadamente. Todas as grades investigadas não podem absorver esta capacidade. Esta falha não acontece por um único critério, mas por todos os critérios investigados.

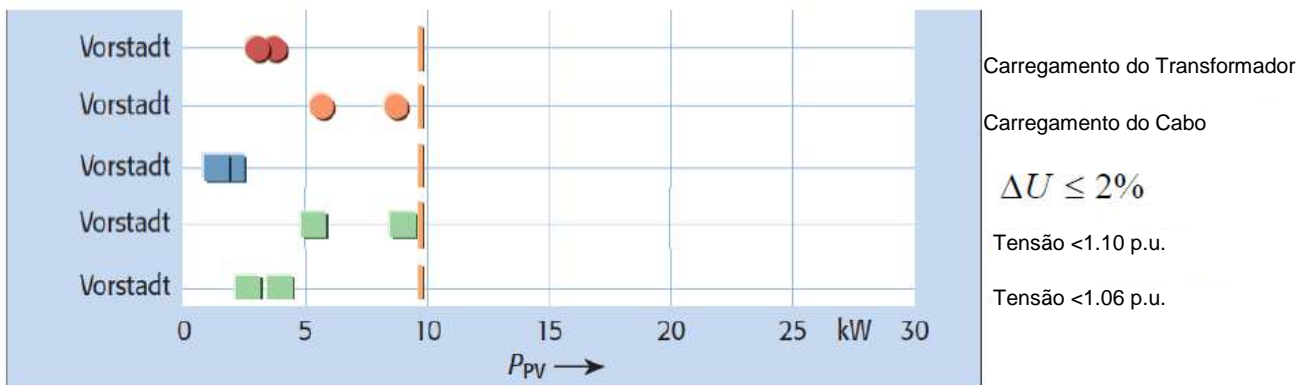


Figura 5.2.2.i: Critérios limitantes para instalações PV em grades de áreas suburbanas [Kerber 2007]

Áreas de casas de uma e duas famílias (baixa densidade)

Este tipo apresenta uma estrutura similar à estrutura descrita antes. É uma topologia suburbana localizada principalmente nas margens das cidades. Os terrenos são maiores que os descritos anteriormente, o que resulta numa densidade mais baixa. O suprimento de eletricidade é feito principalmente por cabos, algumas vezes por linhas aéreas. A Figura 5.2.2.j dá uma idéia deste tipo de área e a Figura 5.2.2.k mostra os estudos do exemplo de grade. Está disposta como uma linha aérea com isolamento.

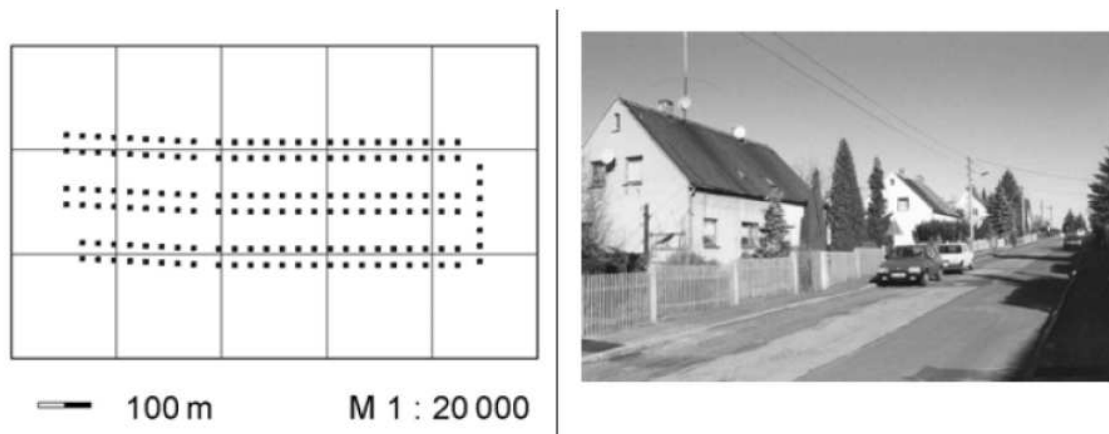


Figura 5.2.2.j: Exemplo de área com casas de uma ou duas famílias com baixa densidade

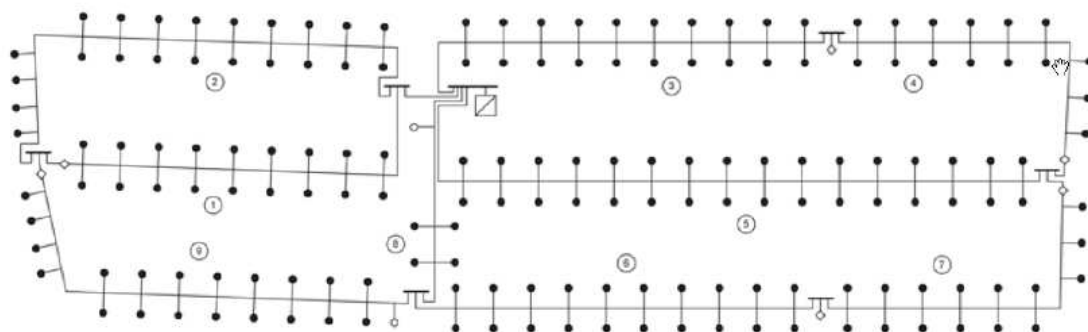


Figura 5.2.2.k: Mapa da grade dos exemplos de área de casas de uma ou duas famílias [Scheffler 2002]

Como na grade investigada no exemplo anterior, a limitação na área de casas de uma ou duas famílias é limitada pela capacidade do cabo. O limite de capacidade aqui é menor devido à densidade populacional mais baixa e portanto maiores extensões de cabo e foi determinada como sendo 2.4 kWp por unidade de alojamento. Este é o limite relevante quando a faixa de média voltagem é menor ou igual a $\pm 2,3\%$ da

voltagem nominal. Com capacidades PV reduzidas à faixa de média voltagem pode ser aumentada até $\pm 6.2\%$ antes da queda de voltagem de acordo com a carga máxima é a limitação. Com o 2.4 kW_p por unidade de alojamento cerca de 50% do potencial teórico pode ser acessado.

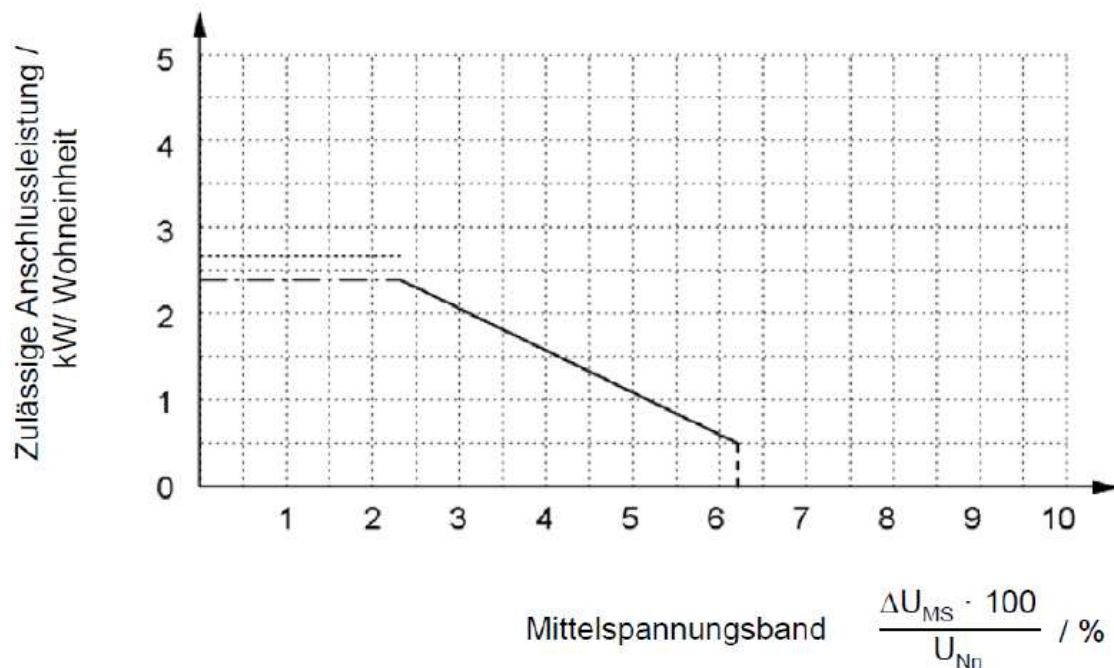


Figura 5.2.2.i Limitações do potencial de capacidade para instalações PV dentro do exemplo de grade em área de casas de uma ou duas famílias (eixo vertical = capacidade PV em kW_p ; eixo horizontal = faixa de média voltagem máxima permitida) [Scheffler 2002]

Aldeias incluindo áreas de casas com pátios

Este exemplo de grade é típico para áreas rurais. O suprimento de energia é feito principalmente por cabos, algumas vezes por linhas aéreas. O tipo de grade é um sistema de distribuição radial. No exemplo de grade, cerca de 15% das casas incluem propriedades agrícolas. Nos estudos foi suposta uma tomada de linha de 800 metros atrás da linha de grade número 2.



Figura 5.2.2.m: Exemplo de área de aldeia incluindo casas com pátios [Scheffler 2002]

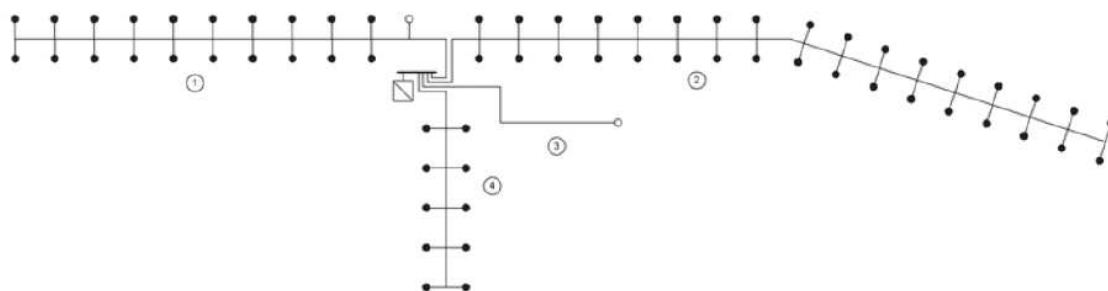


Figura 5.2.2.n: Mapa da grade do exemplo da área da aldeia estudada incluindo casas com pátios [Scheffler 2002]

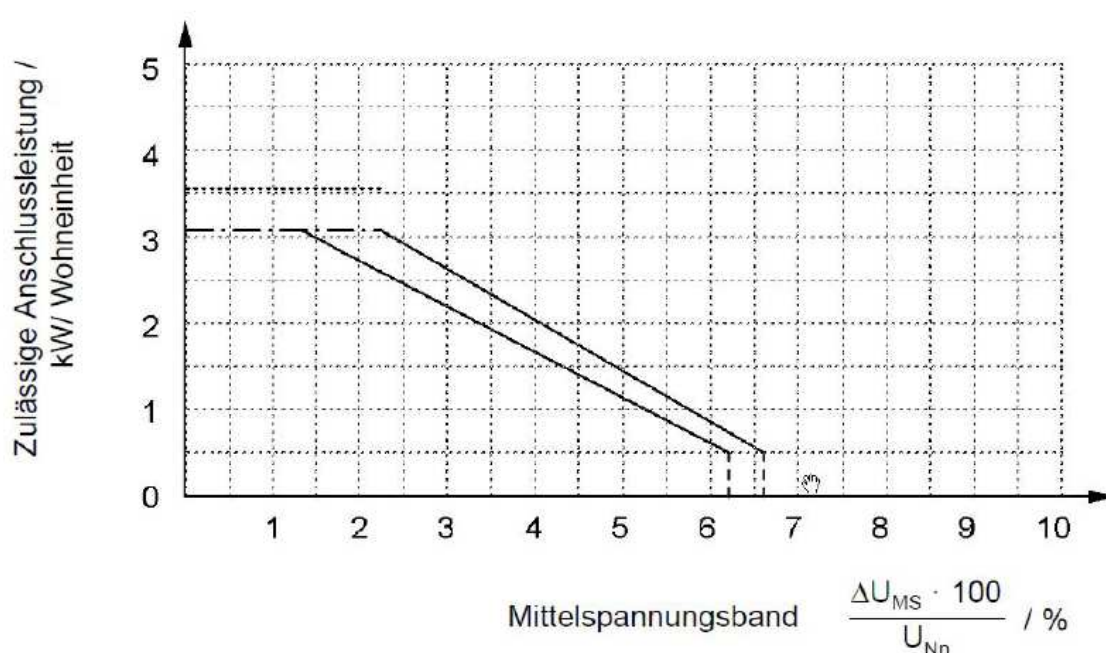


Figura 5.2.2.o: Limitações de potencial de capacidade para instalações PV dentro do exemplo da grade para uma área de aldeia incluindo casas com pátio. A linha esquerda indica a margem com a tomada de linha, a direita sem a mesma (eixo vertical = capacidade PV em kWp; eixo horizontal = faixa de média tensão máxima permitida) [Scheffler 2002]

Mais uma vez a capacidade PV máxima é limitada pela capacidade do cabo e não deve passar de 3.1 kW_p por unidade de alojamento. Devido à topologia da grade estendida por larga área e as quedas de tensão resultantes, a capacidade instalada se reduz já com uma faixa de média tensão maior que $\pm 2,5\%$ (Figura 5.2.2.o). O potencial de capacidade PV teórico só pode ser usado em 20%.

[Braun 2009] estuda uma grade de baixa tensão em área rural (Figura 5.2.2.p). O comprimento total assumido de cada único alimentador de ramal é de 270 m com 6 casas ligadas. A distância média dos pontos de injeção únicos é de 54 m. Todos os condutores são linhas aéreas com uma fase neutra. Os três alimentadores se ramificam do barramento de baixa tensão, suprido por um transformador de distribuição de 100 kVA 20/0.4 kV.

No final de cada alimentador, uma fazenda composta de uma casa, o parque propriamente dito e um gerador PV de 30 kVA estão conectados ao PCC6.

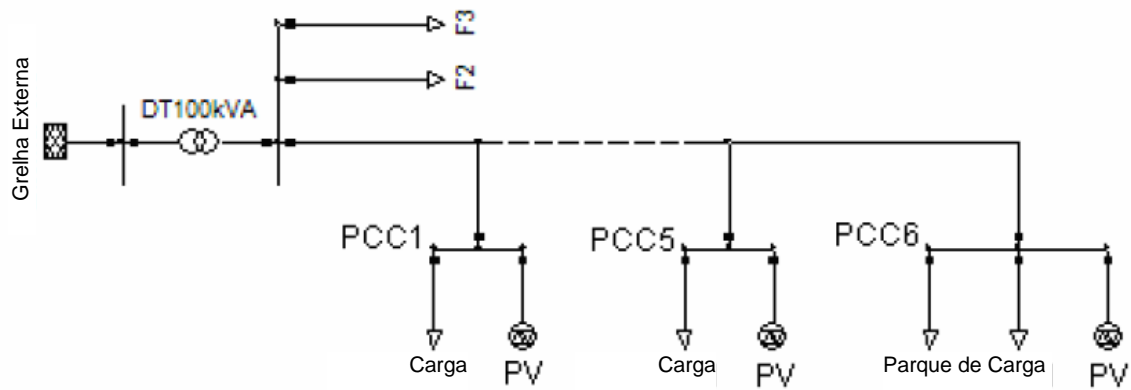


Figura 5.2.2.p: Exemplo de grade rural com alta capacidade PV instalada no final de cada linha da grade[Braun 2009].

Novamente Braun assume que a média tensão é constante. Com esta premissa ambos os critérios $\Delta U \leq 2\%$ e $\Delta U \leq 3\%$ são violados independentemente da medida tomada. Apesar disso, com a mesma premissa, a tensão é mantida dentro do limite de $\pm 10\%$. Mas mesmo sem PV a carga máxima viola o critério de 0,9 p.u. Portanto, é muito provável que o transformador de distribuição tenha uma configuração diferente da que foi assumida. Braun também chega à conclusão de que o transformador seria sobrecarregado se não se leva em consideração a carga do cabo.

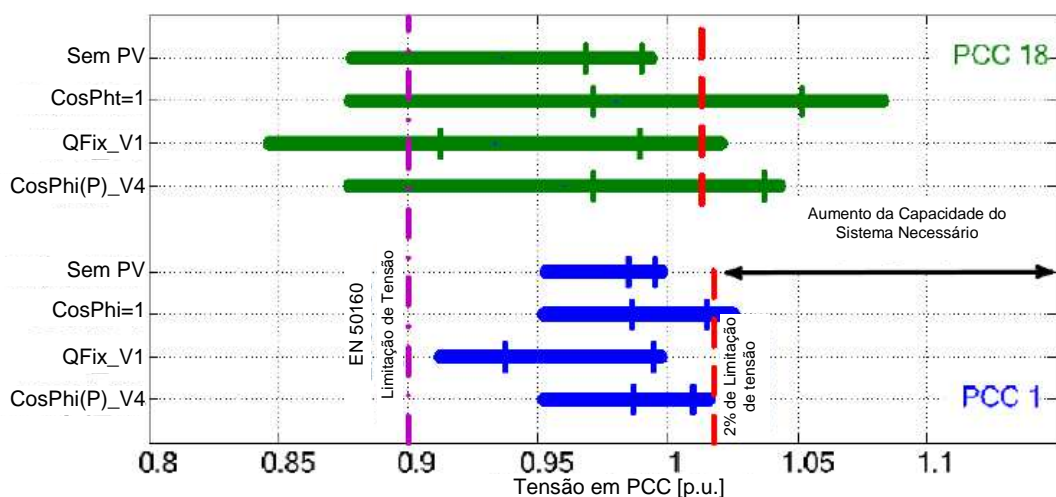


Figura 5.2.2.q Faixa de tensão no transformador no fim da linha com diferentes medidas para influenciar a distribuição de tensão [Braun 2009]

Para topologias de aldeias, os resultados de [Kerber 2007] são similares aos dos subúrbios. A enorme capacidade teórica de instalações PV não pode ser realizada porque todos os critérios são violados antes (Figura 5.2.2.r).

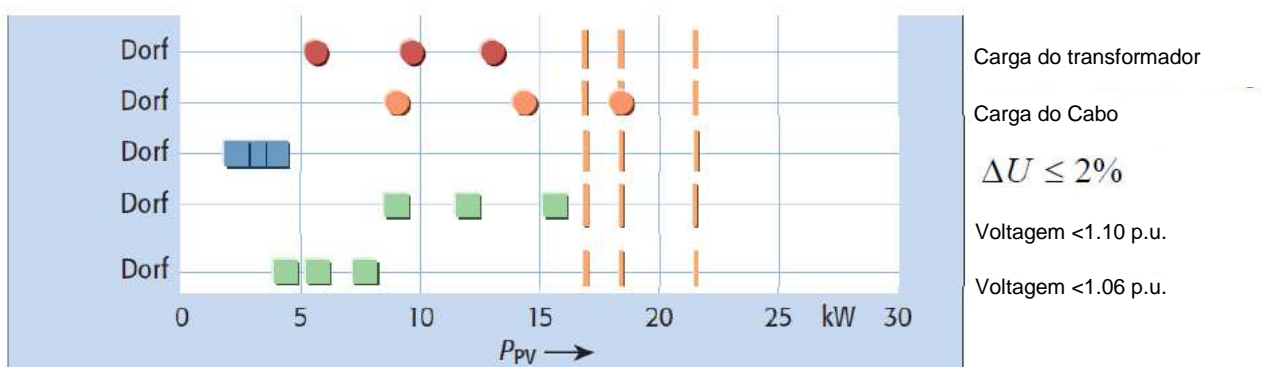


Figura 5.2.2.r: Critérios de limitação para instalações PV em grades de aldeias [Kerber 2007]

Áreas com fileiras de edifícios de vários pavimentos

Este tipo de área se localiza tipicamente nas margens de grandes cidades ou em pequenas cidades e às vezes em novos centros de cidade. São supridos por cabos. Devido aos tamanhos dos prédios, cada prédio é tipicamente suprido por uma única linha da grade. Na linha de grade 7, está ligada uma escola (Figuras 5.2.2.s e 5.2.2.t).

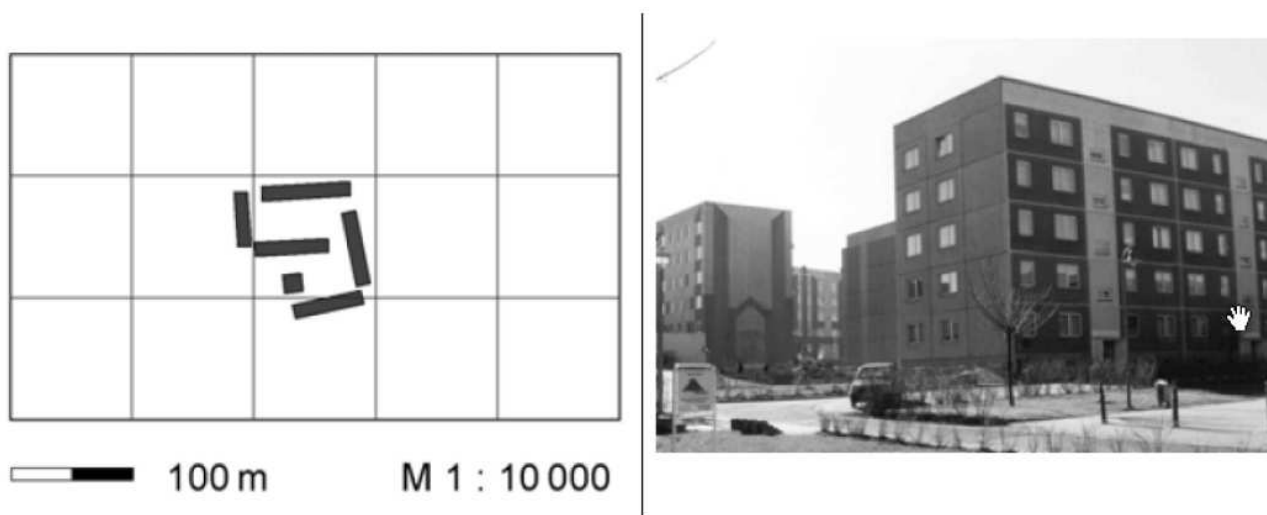


Figura 5.2.2.s: Exemplo de área com fileiras de edifícios de vários pavimentos [Scheffler 2002]

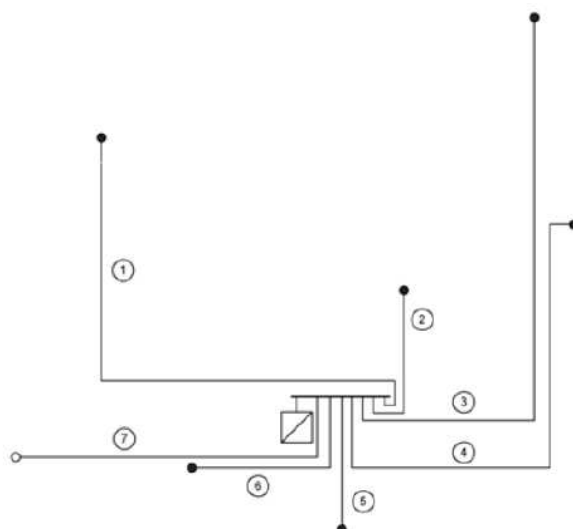


Figura 5.2.2.t: Mapa da grade do exemplo da área estudado com fileiras de edifícios de vários pavimentos [Scheffler 2002].

Diferente dos tipos de grade descritos até agora, neste exemplo de grade a capacidade PV máxima é limitada pela carga do transformador quando a capacidade atinge 2.2 kW_p por unidade de alojamento. A pequena dimensão da área da grade é a razão porque as quedas de voltagem não são significativas. As limitações aqui começam quando a faixa de média voltagem passa de $\pm 6,7\%$. Limitações justificadas por carga não começam até uma faixa de $\pm 8,5\%$. Um aumento da força nominal do transformador de 400 kVA a 630 kVA aumenta o limite de capacidade a 3.4 kW_p por unidade de alojamento (a linha superior pontilhada na Figura 5.2.2.u). O potencial de aumentar a voltagem mais que $\Delta U \leq 2\%$ no ponto de ligação é feito neste caso. Apesar disso a faixa de baixa voltagem permitida de $\pm 10\%$ nunca é violada. Portanto este critério é questionável.

Como o limite sempre é dado em kWp por unidade de alojamento e estes prédios contem muitas unidades, o potencial do telhado pode ser 100% explorado (mesmo as fachadas podem ser equipadas com PV).

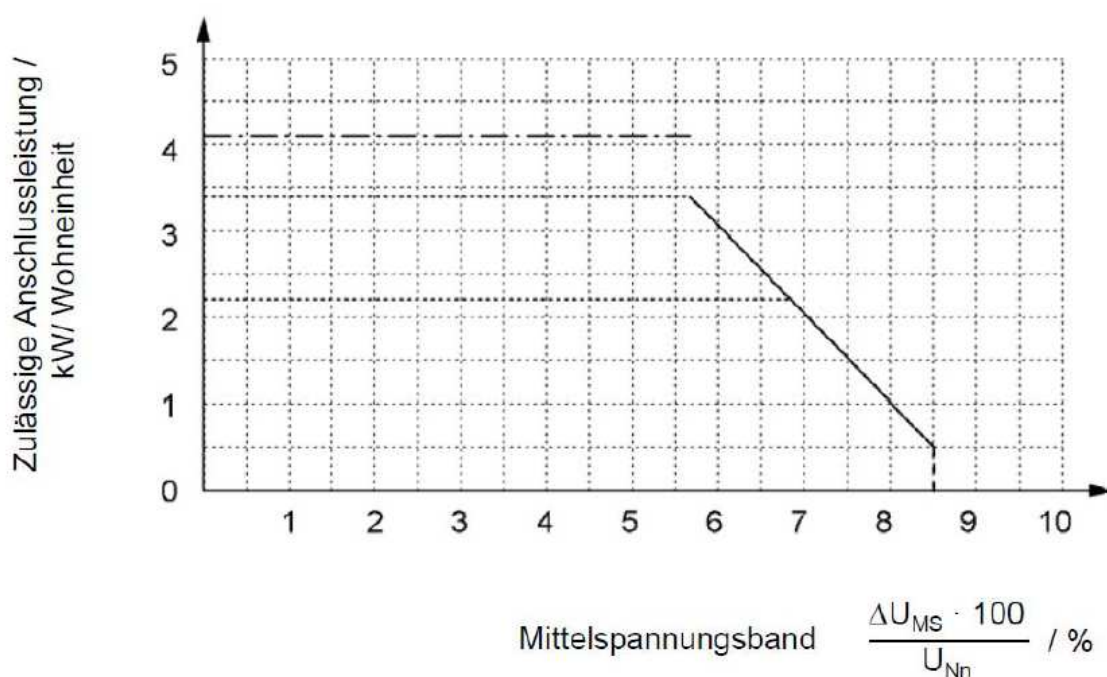


Figura 5.2.2.u: Limitações de potencial de capacidade de instalações PV dentro do exemplo de grade para uma área com fileira de prédios de vários pavimentos (eixo vertical = capacidade PV em kWp; eixo horizontal = faixa de média voltagem máxima permitida [Scheffler 2002])

As grades urbanas são completamente diferentes das grades investigadas até agora. Devido à grade densa e à pequena extensão geográfica, todas as capacidades de telhado disponíveis podem ser utilizadas. Somente o critério $\Delta U \leq 2\%$ é violado (Figura 5.2.2.v). Como será discutido mais abaixo este critério pode não ser tão crítico na realidade.

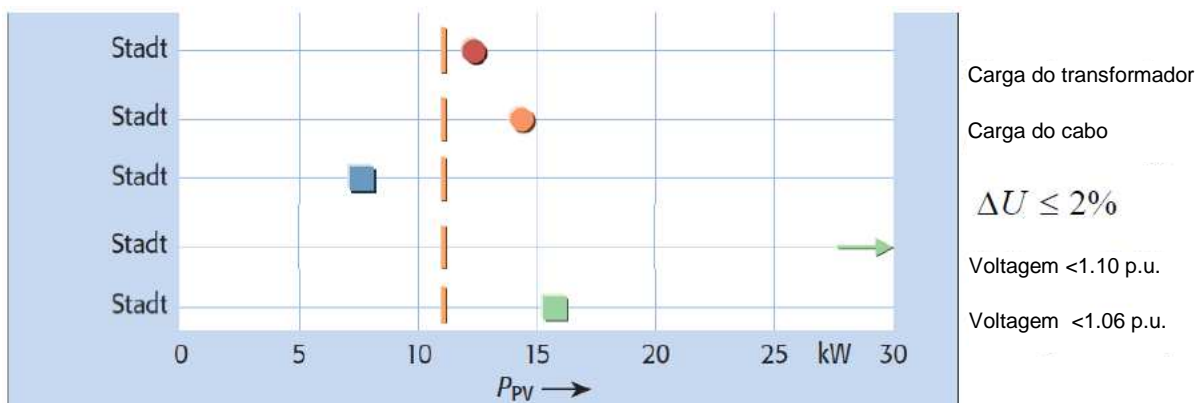


Figura 5.2.2.v: Critérios de limitação para instalações PV em grade urbana [Kerber 2007]

Bloco de edifícios / blocos urbanos

Esta área é típica de centros de cidade. Estas áreas são supridas via cabos, tem altas densidades e as extensões das linhas são limitadas. O exemplo da grade (Figuras 5.2.2.w e 5.2.2.x) supre 36 edifícios. A malha da grade é suprida por vários transformadores. Através de pontos de seção abertos é operado como um sistema de distribuição radial.

Aqui, a capacidade da instalação é limitada pela carga dos cabos até 2.4 kW por unidade de alojamento. Devido às limitadas extensões da linha, as quedas de tensão são pequenas e uma limitação por tensão somente é válida para uma faixa de média tensão passando de $\pm 7\%$ (Figura 5.2.2.y).

A área de telhado disponível é pequena em relação ao número de unidades de alojamento. Portanto, o potencial teórico pode ser inteiramente aproveitado.

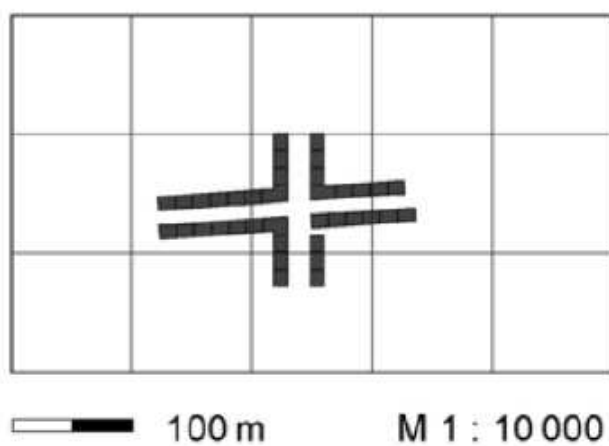


Figura 5.2.2.w: Exemplo de área de um centro de cidade [Scheffler 2002]

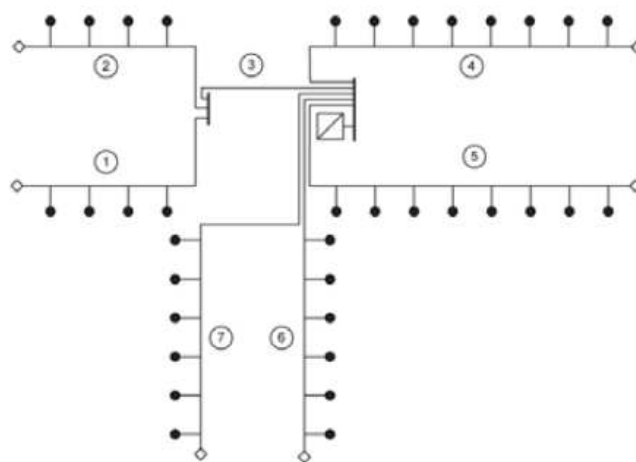


Figura 5.2.2.x: Mapa da grade do exemplo da área de centro de cidade [Scheffler 2002].

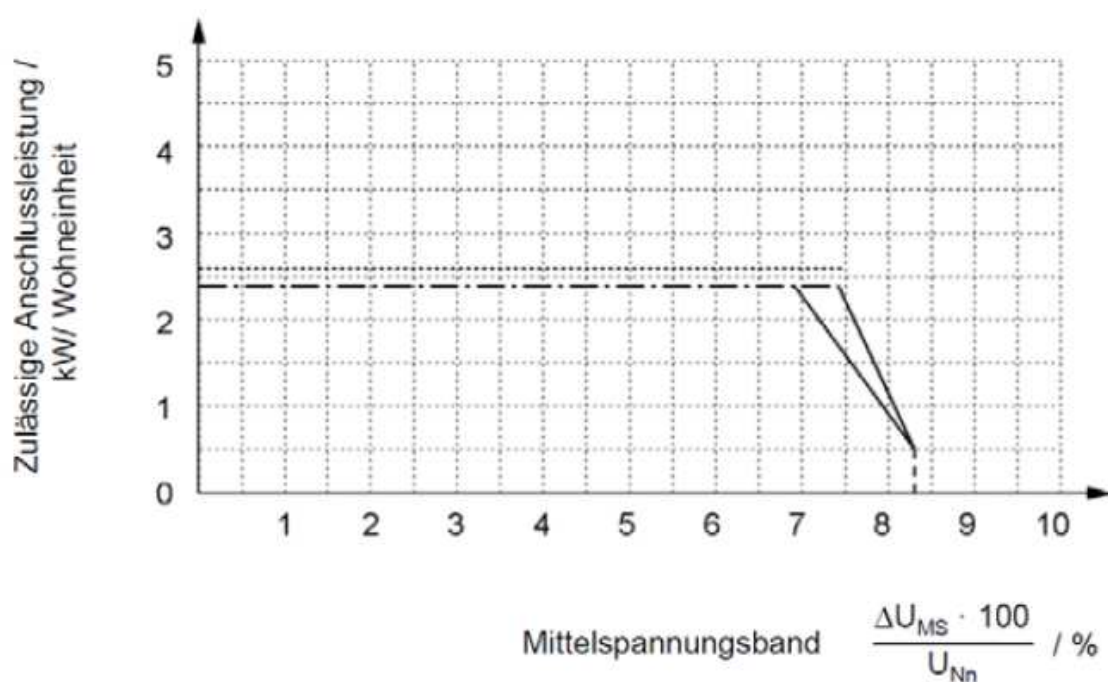


Figura 5.2.2.y: Limitações de potencial de capacidade para instalações PV dentro do exemplo de grade para um bloco de centro de cidade (eixo vertical = capacidade PV em kW_p; eixo horizontal = faixa de média voltagem máxima permitida) [Scheffler 2002]

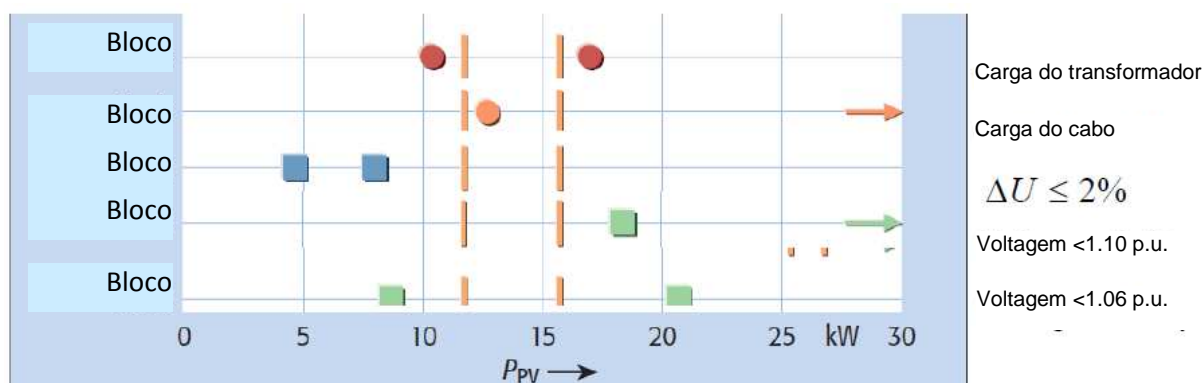


Figura 5.2.2.z: Critérios de limitação para instalações PV em grades de área de blocos [Kerber 2007]

Outras grades investigadas por [Kerber 2007]

Nas áreas industriais investigadas todas as capacidades teóricas podem ser instaladas, veja Figura 5.2.2.aa

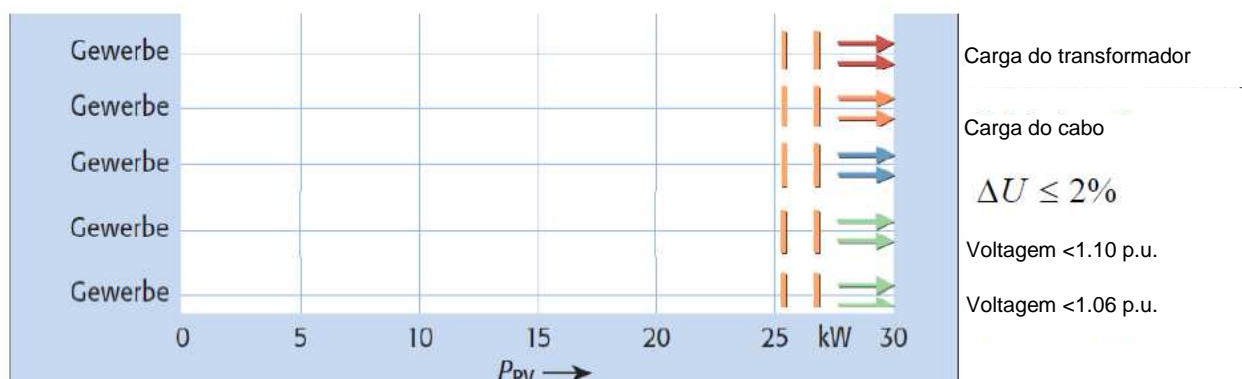


Figura 5.2.2.aa: Critérios de limitação para instalações PV em grades industriais [Kerber 2007]

Na área rural as superfícies de telhado disponíveis são muito grandes e o potencial não pode ser explorado. Contudo, ignorando o critério $\Delta U \pm 2\%$ e levando em consideração não sobrecarregar os ativos e se manter dentro da faixa de 1,1 p.u., a capacidade por casa pode ficar em torno de 12 kW_p (Figura 5.2.2.ab).

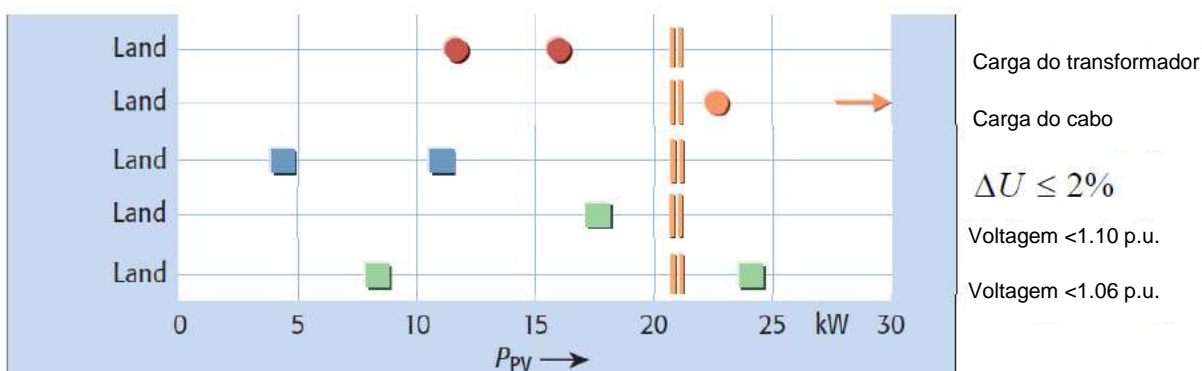


Figura 5.2.2.ab: Critérios de limitação para instalações PV em grades rurais [Kerber 2007]

Sumário e discussão das investigações de grades em diferentes áreas de ocupação

Podemos concluir o seguinte das seções anteriores:

- A instalação PV máxima permitida é limitada pela carga dos ativos. Na maior parte dos casos o limite é determinado pelas capacidades dos cabos. No caso de linhas de curta extensão e alta densidade de carga (edifícios de muitos pavimentos, blocos centrais) o limite é pelo transformador. A capacidade de instalação máxima possível varia de 2.2 kW_p a 3.1 kW_p por unidade de alojamento.
- Em áreas com edifícios de muitos pavimentos e centros de cidade com blocos de edifícios, a capacidade total pode ser explorada. Em subúrbios com predominância de casas separadas ou áreas rurais com grandes superfícies de telhado, o potencial é limitado pela infraestrutura da grade de distribuição.
- Somente grades faixas de média voltagem influenciam a capacidade de instalação máxima. Isto pode ser o caso em grades de distribuição de baixa voltagem localizadas longe das subestações de transformação de alta para média voltagem.

de média tensão) a informação sobre a tensão pode ser colhida mesmo de inversores distribuídos ou instalações PV. Com base nesta informação novamente podem ser tomadas ações na estação de transformação de média tensão.

Solução “Violação de Tensão” 3: completamente sem comunicação, o problema poderia ser resolvido descentralizadamente pelos próprios inversores PV. Por questões de segurança, os inversores PV contêm dispositivos de segurança que medem a tensão da rede entre outros parâmetros. Quando o critério de $\pm 10\%$ é violado estes dispositivos automaticamente reduzem a injeção de energia. A despesa adicional comparada ao desenho dos inversores atuais seria mínima.

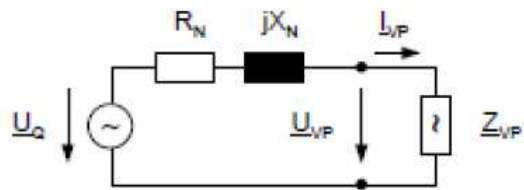
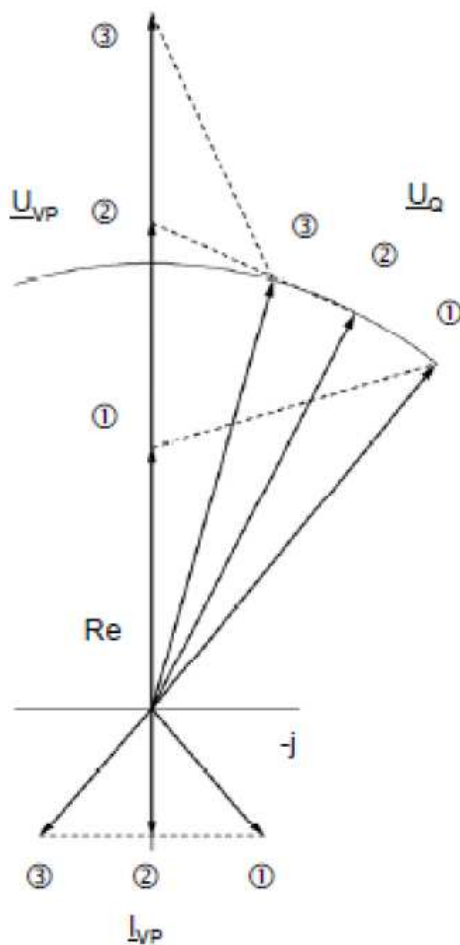
Um problema seria mais a compatibilidade social porque serão sempre os inversores localizados no fim de uma linha de grade são os primeiros a terem que reduzir a injeção de energia.

Outro problema é a condição de limite legal da lei de energia renovável que garante que os operadores de instalações de energia renovável tenham o direito de alimentar a eletricidade que os mesmos geraram.

Solução “Violação de Tensão” 4: Não somente na grade de baixa tensão mas também na grade de média tensão está instalado um crescente número de geradores de energia renovável – especialmente geradores de energia eólica. Estes geradores têm excelentes habilidades de influenciar o nível de tensão na grade de média tensão. De acordo com o Regulamento de serviços de sistemas (“Systemdienstleistungsverordnung”) [AnxServiceAct 2009] estes geradores são obrigados a regular a tensão [Stadler 2009]. Em estruturas avançadas de gerenciamento de grade esta habilidade pode também ser aplicada para melhorar a tensão na grade de baixa tensão.

Solução “Violação de Tensão” 5: Os inversores PV podem injetar correntes reativas para influenciar a tensão e ater-se no limite de $\pm 10\%$.

A Figura 5.2.3.b mostra a tensão em um ponto \underline{U}_{VP} de uma instalação PV em relação à tensão de transformador \underline{U}_Q e a queda de tensão na impedância do cabo. No caso 1, a energia reativa é alimentada à grade e os consumidores (ou a unidade geradora) tiram energia reativa da grade. Devido à relação R/X na grade, a tensão no ponto de ligação é menor na estação de transformador. No caso 2 somente a energia ativa é alimentada à grade. A carga de grade é minimizada e a tensão é levemente maior do que na estação de transformador. Com geração de energia ativa e reativa o aumento de tensão no ponto de injeção está ficando maior.



Leistungsbilanz am Verknüpfungspunkt VP:

Wirkleistungsrückspeisung und

- ① Blindleistungsbezug
- ② kein Blindleistungsaustausch
- ③ Blindleistungsrückspeisung

Figura 5.2.3.b: Diagrama de vetores para diferentes casos de injeção de energia em uma grade de baixa tensão (caso 1: consumo de energia reativa; caso 2: não há troca de energia reativa; caso 3: geração de energia reativa) [Scheffler 2002]

[Kerber 2009] discute a característica de fornecimento de energia reativa de acordo com a Figura 5.2.3.c. Numa faixa entre 370 V e 430 V somente é injetada energia ativa. No caso de uma sobrecarga é injetada uma corrente indutiva com um aumento linear até 100% no caso em que a tensão atinge 450 V. No caso de baixa tensão é injetada uma corrente capacitiva, de novo com característica linear atingindo 100% quando a tensão baixou a 350 V.

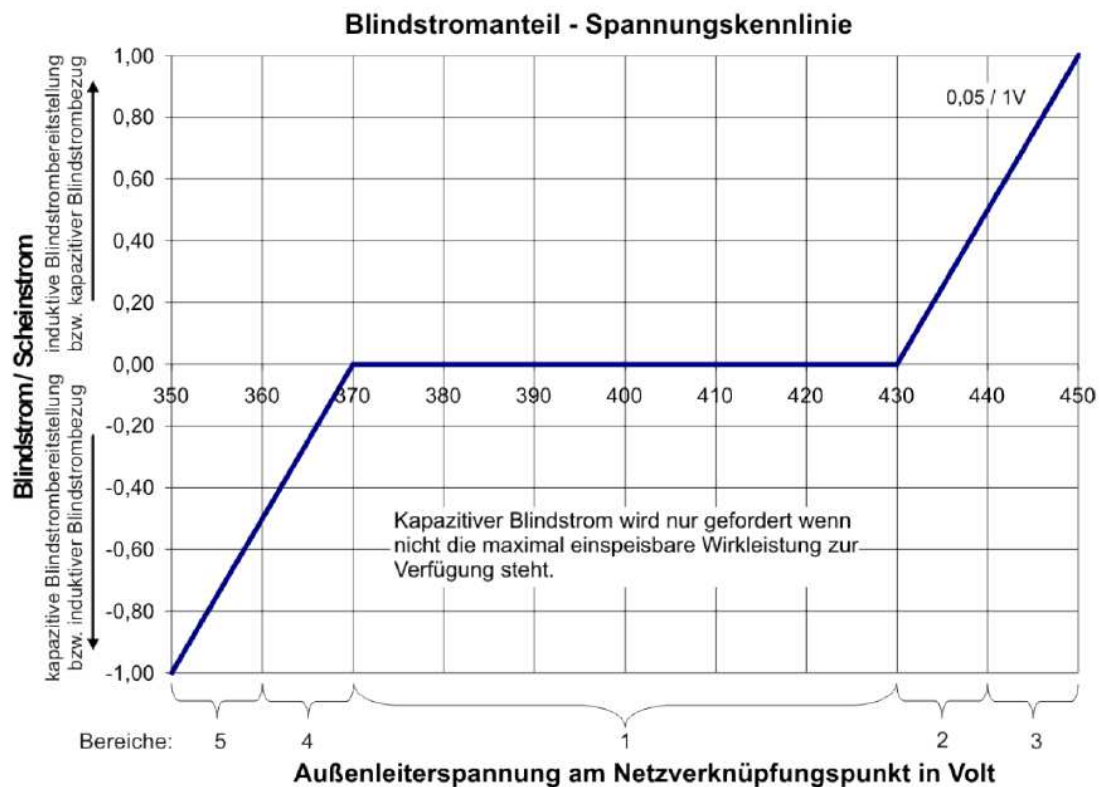


Figura 5.2.3.c: Sugestão de característica de fornecimento de energia reativa (eixo horizontal: voltagem no ponto de injeção do inversor; eixo vertical: relação da corrente reativa com a corrente aparente [Kerber 2009])

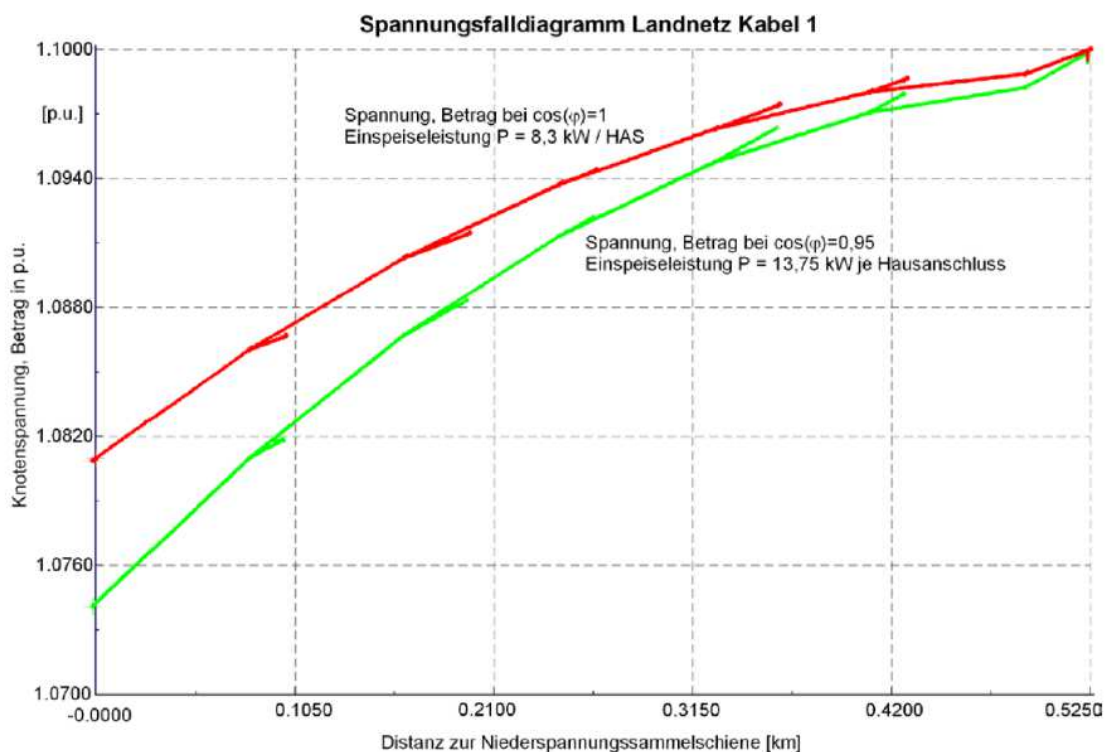


Figura 5.2.3.d: Característica de voltagem em grade de baixa voltagem com injeção de energia de inversor PV, curva vermelha: 8.3 kW por casa com $\cos(\varphi) = 1$, curva verde: 13.75 kW por casa com $\cos(\varphi) = 0,95_{ind}$ (eixo horizontal: distância até o transformador em km; eixo vertical: voltagem em p.u.) [Kerber 2009]

Kerber investigou exemplos de grades com idênticas injeções de energia em todas as casas e aumentou a injeção de energia até que os critérios $\Delta U \leq 3\%$ ou $\leq 10\%$ foram violados. A grade investigada é uma linha de distribuição radial. O lado de média tensão foi mantido constante a 1,07 p.u. A Figura 5.2.3.d mostra os resultados. Com um $\cos(\varphi) = 0,95_{ind}$ a injeção máxima de energia podia ser aumentada de 8,2 kW por casa ($\cos(\varphi) = 1$) a 13.75 kW por casa. Isto representa um aumento de 65%. Do lado de baixa tensão do transformador, a tensão diminuiu devido ao fluxo de carga maior que causa especialmente quedas de tensão na impedância do transformador.

Soluções no caso em que “carga de ativo” é o problema

A avaliação de grades típicas demonstrou que a carga dos cabos ou do transformador na maior parte dos casos é o fator de limitação. As seguintes iniciativas podem ser utilizadas para aumentar a capacidade dos sistemas PV que pode ser instalada:

Solução “Carga de Ativo” 1: no caso em que um transformador é muito pequeno, pode-se instalar um segundo em paralelo ou substituí-lo por outro com capacidade nominal mais alta.

No caso em que a carga dos cabos é o problema, não é tão fácil colocar um segundo cabo já que essa operação acarreta alto custo de escavação além do custo do cabo. Portanto outras ações devem ser empreendidas.

Solução “Carga de Ativo” 2: A corrente no transformador poderia ser medida. No caso em que a corrente que flui do lado de baixa tensão ao lado de média tensão é alta demais, inversores PV poderiam reduzir a injeção de energia. Esta solução requer uma infraestrutura de comunicação. Esta medida poderia aumentar significativamente a capacidade PV potencial, já que a carga mínima assumida teoricamente durante alimentação (feeding-in) máxima não é muito provável. E as ocasiões de injeção de pico também são curtas. Portanto, esta medida provavelmente terá que ser aplicada raras vezes.

Solução “Carga de Ativo” 3: a carga da grade é geralmente de natureza de indução ôhmica. Quando a energia indutiva é suprida via transformador de baixa tensão, isto significa que os cabos também recebem uma carga adicional. Os inversores PV podem suprir uma energia reativa para fazer uma compensação descentralizada. Isto reduz a carga na linha sendo possível instalar capacidade ativa adicional. Isto também reduz as perdas de linha ao mesmo tempo.

Os mesmos mecanismos de comunicação poderiam ser aplicados como já é o caso hoje em dia na grade de média tensão.

Solução “Carga de Ativo” 4:

De forma alternativa, solução de comunicação descrita acima fator de energia poderia ser controlado descentralizadamente a “1” no ponto de injeção. Aqui, uma comunicação, por exemplo, um relógio inteligente que mede $\cos\varphi$ seria necessário.

Solução “Carga de Ativo” 5: Novamente com comunicação, pelo menos com transformadores de baixa tensão ou mesmo com inversores PV, a média tensão poderia ser adotada de tal modo que a baixa tensão esteja em seu máximo permitido ($\pm 10\%$). Com a mesma injeção de energia a corrente cai quando a tensão aumenta.

Soluções avançadas para aumentar a capacidade de energia PV em grades de baixa tensão

Em grades de baixa tensão a relação da carga de resistência por unidade de comprimento com a carga de reatância por unidade de comprimento é de aproximadamente 2,5. Devido a este fato, oposto a grades de alta e média tensão, a energia reativa tem uma influência maior do que a energia ativa. Portanto o gerenciamento da grade via gerenciamento de energia ativa é mais eficaz que o gerenciamento de energia reativa. O gerenciamento de energia ativa não só controla a tensão, mas também a carga dos cabos e transformadores ao mesmo tempo.

Solução de gerenciamento de energia ativa 1: Por gerenciamento do lado da demanda, deslocamento da carga respectivamente com a combinação de medição inteligente, as cargas podem ser deslocadas para horas de alta irradiação solar e, portanto, consumir a energia gerada no local ou perto do local de geração. Com isso tanto o aumento de voltagem como a sobrecarga da linha são evitados.

Solução de gerenciamento de energia ativa 2: Armazenamento em baterias móveis em veículos elétricos. As baterias podem ser carregadas quando há alta geração de energia de fonte solar. Com os chamados híbridos plug-in também pode ser feita uma descarga no caso de necessidade de energia.

Solução de gerenciamento de energia ativa 3: Armazenamento em baterias estacionárias. As baterias podem absorver a geração de energia excessiva quando a grade está sobrecarregada. Podem ser descarregadas numa situação de alta carga e baixa geração de energia.

Solução de gerenciamento de energia ativa 4: Um crescente número de prédios são aquecidos com bombas de calor. Quando os sistemas de aquecimento são equipados com unidades (baratas) de armazenamento de calor, as bombas de calor não precisam ser operadas em horas de alta demanda de calor mas podem ser operadas quando a geração de energia de fonte solar está em seu ponto mais alto e portanto evitar sobrecarga de voltagem e de cabos. O mesmo pode ser realizado com armazenamento de frio e unidades de ar condicionado.

Solução de gerenciamento de energia ativa 5: Finalmente, aquecimento elétrico direto pode ser aplicado em horas de geração de energia de fonte solar alta demais. Através de uma haste de aquecimento, tanques de água quente podem ser aquecidos quando são necessárias cargas adicionais para gerenciamento da grade.

6 *Questões de Proteção e Medição*

A proteção dos sistemas fotovoltaicos conectados à grade de baixa voltagem pode ser dividida em questões de proteção da instalação PV propriamente dita (principalmente diodos de bloqueio e fusíveis da linha) e em questões de segurança na operação da grade. Para este estudo apenas o último é de importância sendo discutido na próxima seção.

6.1 *Questões de proteção para geradores descentralizados relacionadas às grades de distribuição*

Originalmente as grades de baixa voltagem foram projetadas como puras grades de distribuição alimentadas exclusivamente pela estação do transformador. Com instalações de geração PV na grade de baixa voltagem, o fluxo de energia pode ocorrer a partir de muitos pontos – não somente do lado de média voltagem do transformador. Para proteger o pessoal de serviço do operador da grade quando estes estão trabalhando em ativos da grade, deve haver garantia que eles possam trabalhar com segurança na grade sem o perigo de levar um choque elétrico causado por instalações PV alimentando energia na grade. Esta tarefa é feita de diversas maneiras, dependendo do tamanho da instalação.

Instalações de geração PV com potência nominal acima de 30 kVA

Para instalações de geração PV ligadas a grades de baixa voltagem com potência nominal acima de 30 kVA a especificação é de um disjuntor com funcionalidade de desconexão com acessibilidade permanente. Isto pode ser

- Um ponto de acesso acima da terra do cabo de conexão da casa com a grade de baixa voltagem, ou
- A caixa de conexão da casa em caso que tenha que ser acessado pelo pessoal do operador da grade.

Instalações de geração PV com potência nominal menor ou igual a 30 kVA

A maioria das instalações PV ligadas a grades de baixa tensão tem uma potência nominal menor ou igual a 30 kVA. Neste caso pode-se abrir mão de disjuntores com funcionalidade de desconexão se levarmos em consideração o seguinte:

- O sistema PV está ligado à grade através de um inversor monofásico com potência nominal menor ou igual a 4,6 kVA (sistemas maiores que 4,6 kVA devem ser ligados a todas 3 fases) em que tenha sido implementado um monitoramento de voltagem em todas as 3 fases, ou
- O sistema PV contém uma unidade de desconexão automática (Em alemão: "Selbsttätige Freischnittstelle") entre o sistema PV e a grade conforme DIN VDE 0126-1-1. Esta unidade opera de acordo com um dos seguintes princípios;
 - o Medição de impedância
 - o Em Caso de aplicação de medição de impedância, deve-se selecionar uma medida de impedância de 1 Ohm.
 - o Monitoramento de voltagem trifásico
 - o No caso em que a voltagem desça abaixo de 0,8 UN ou aumente a mais de 1,1 UN, o inversor tem que desconectar o sistema PV da grade em todas as 3 fases – mesmo que somente uma seja afetada.
 - o O inversor só poderá reconectar o sistema PV à grade somente quando a voltagem tenha voltado aos limites mencionados em todas as fases.

- o Teste de circuito resonante
- A unidade de desconexão automática pode ser parte integral do inversor ou pode ser instalada separadamente.
- A frequência se situa for do intervalo de $f \leq 47,5 \text{ Hz}$ e $\geq 50,2 \text{ Hz}$
- O fator de potência de uma conexão doméstica incluindo a instalação de energia PV deve estar no intervalo de $\cos \varphi = 0.9$ *capacitivo* e $\cos \varphi = 0.8$ *indutivo*
- O desequilíbrio entre diferentes condutores não deve passar 4,6 kVA.

No começo das instalações de sistemas PV, era obrigatória a instalação de disjuntores quem tinham que estar sempre acessíveis. Isto representava uma grande despesa durante a instalação. A dispensa de disjuntores com funcionalidade de desconexão foi um grande passo para a eficiência de sistemas de energia PV, especialmente com os sistemas de baixa potência nominal instalada.

Na instalação de uma instalação PV deve ser comprovado que o sistema atende os critérios mencionados acima. Para evitar o teste destes requisitos em cada sistema PV instalado, foram criados as chamadas “Declarações de Conformidade”. Os fabricantes de inversores os fornecem para seus produtos.

6.1.1 Comparação dos custos de proteção com o custo total do investimento

Particularmente em instalações PV de menos de 30 kVA os dispositivos de proteção de acordo com o capítulo 6.1, são quase sempre parte integral do inversor. Somente em sistemas maiores é obrigatório um comutador separado.

Para a comparação dos custos de proteção com os custos do investimento total, foram levados em conta dispositivos externos de proteção e foram calculados alguns exemplos com a premissa de um custo específico total do sistema de €/kW_p (Tabela 6.1.1.a).

Tabela 6.1.1.a: Comparação da fatias de custo de diversos sistemas de proteção

Capacidade do Sistema [kWp]	Unidade de Proteção	Custo da Unidade de Proteção [€]	Custo total do sistema [€]	Porcentagem do custo de proteção [%]
< 3.6	Tele Haase ENS VDE	102,00 ⁷	13.320,00	0,77
< 5.7	UFE ENS26	370,00 ¹²	21.090,00	1,75
< 30.0	UFE ENS32	850,00 ⁸	111.000,00	0,77

Esta tabela mostra que os custos de proteção são quase desprezíveis quando considerados como porcentagem do custo total do sistema. Para soluções de proteção de inversor integrado a fração de custo é ainda mais baixa. Conversas telefônicas com os fabricantes confirmam isso, mas não obtivemos números concretos.

6.2 Medição da geração de eletricidade descentralizada

Os operadores de sistemas PV querem ganhar dinheiro vendendo eletricidade aos operadores de grades. Portanto, os sistemas PV requerem a instalação de um ou vários relógios de medida de eletricidade. As configurações exatas dependem de várias condições de limites. As Figuras 6.2.a e 6.2.b mostram

⁷ <http://www.mbw-electronic-online.de/Tele-Haase-ENS-VDE-0126-1-1> [30 set 2010]

⁸ http://neg4.de/pool/download/datenblaetter/ens32/ENS32_savings_en.pdf [30 set 2010]

configurações onde somente a diferença entre geração e consumo é alimentada à grade enquanto a Figura 6.2.c é uma configuração típica de acordo com o a lei de feed-in da Alemanha é mostrada. As figuras ilustram a configuração dos relógios de medição e também os vários dispositivos de segurança.

Dependendo da situação do contrato os seguintes valores devem ser medidos:

- Consumo de eletricidade das cargas do consumidor
- Consumo de eletricidade do próprio sistema PV (em modalidade stand-in, durante a noite ou horas de fraca irradiação, o sistema PV pode ter um consumo de eletricidade maior que a geração)
- Eletricidade gerada pelo sistema PV

Os relógios mais simples podem ser usados quando as tarifas não variam no tempo e não variam por horário ou de acordo com a estação no ano.

A propriedade dos relógios é uma decisão do operador da instalação. O relógio pode ser de propriedade do operador da grade. Neste caso o operador da instalação PV paga uma taxa de aluguel ao operador da rede. Os operadores de instalações PV podem adquirir e instalar seus próprios dispositivos de medição. Na perspectiva do operador, a diferença é o custo de aluguel por 20 anos comparado com o custo de investimento do relógio (na prática o aluguel é freqüentemente mais caro do que a compra). No futuro com um mercado liberalizado de relógios de medição, o relógio também poderá pertencer a um terceiro.

Independentemente do modelo escolhido, os relógios instalados precisam ser calibrados. No modelo de tarifa feed-in os relógios usados devem ser equipados com um bloqueio de reversão ou são usados relógios eletrônicos capazes de medir o fluxo de energia em ambas as direções.

No caso da medição líquida somente um relógio de medição de eletricidade precisa ser instalado – não equipado com bloqueio de reversão.

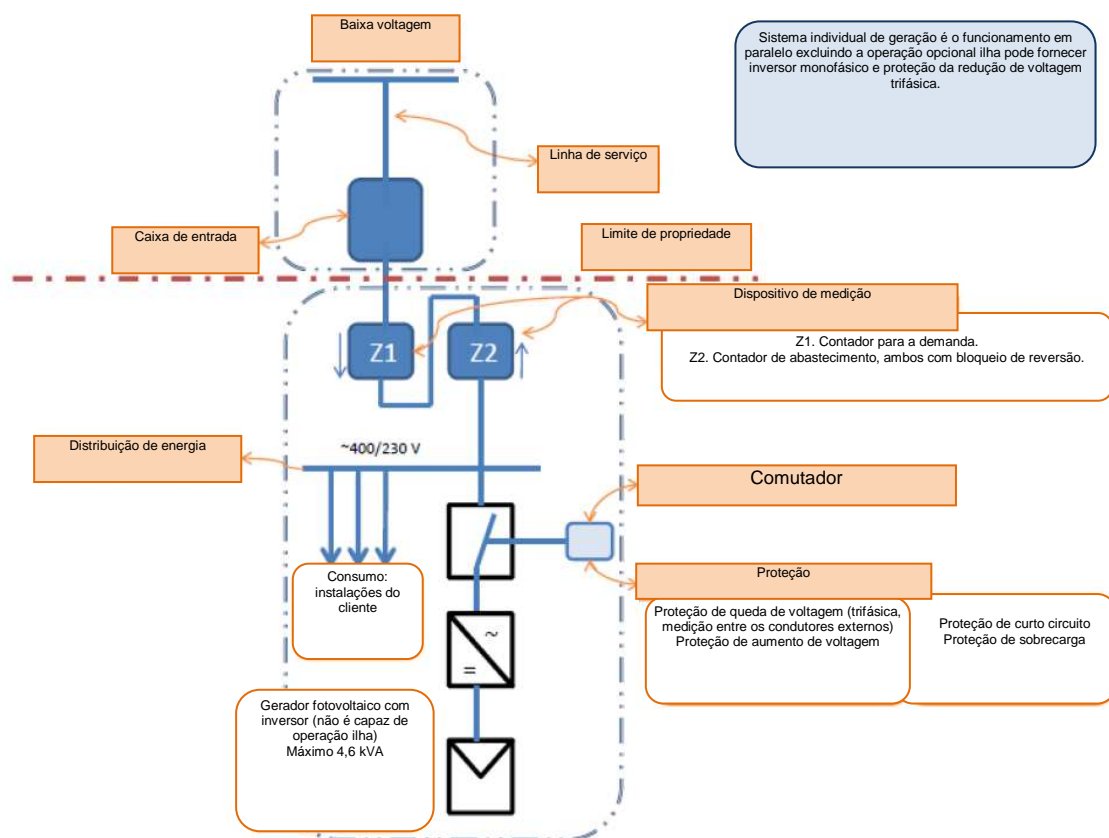


Figura 6.2.a: Esquema de instalação para alimentação de excesso de energia com proteção de queda de tensão e de aumento de tensão bem como proteção de curto circuito [Derivado de VDEW 2001]

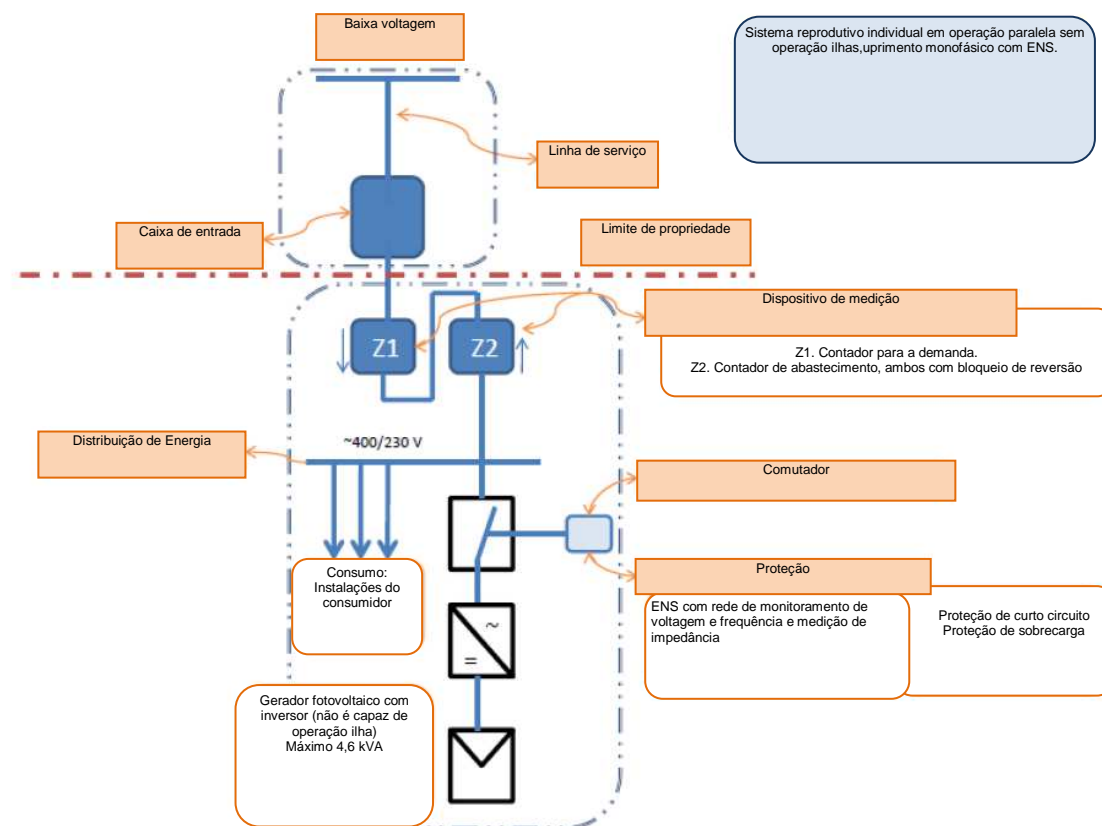


Figura 6.2.b: Esquema de instalação para excesso de alimentação com proteção de tensão, frequência e proteção de medida de impedância bem como proteção de curto circuito [Derivado de VDEW 2001]

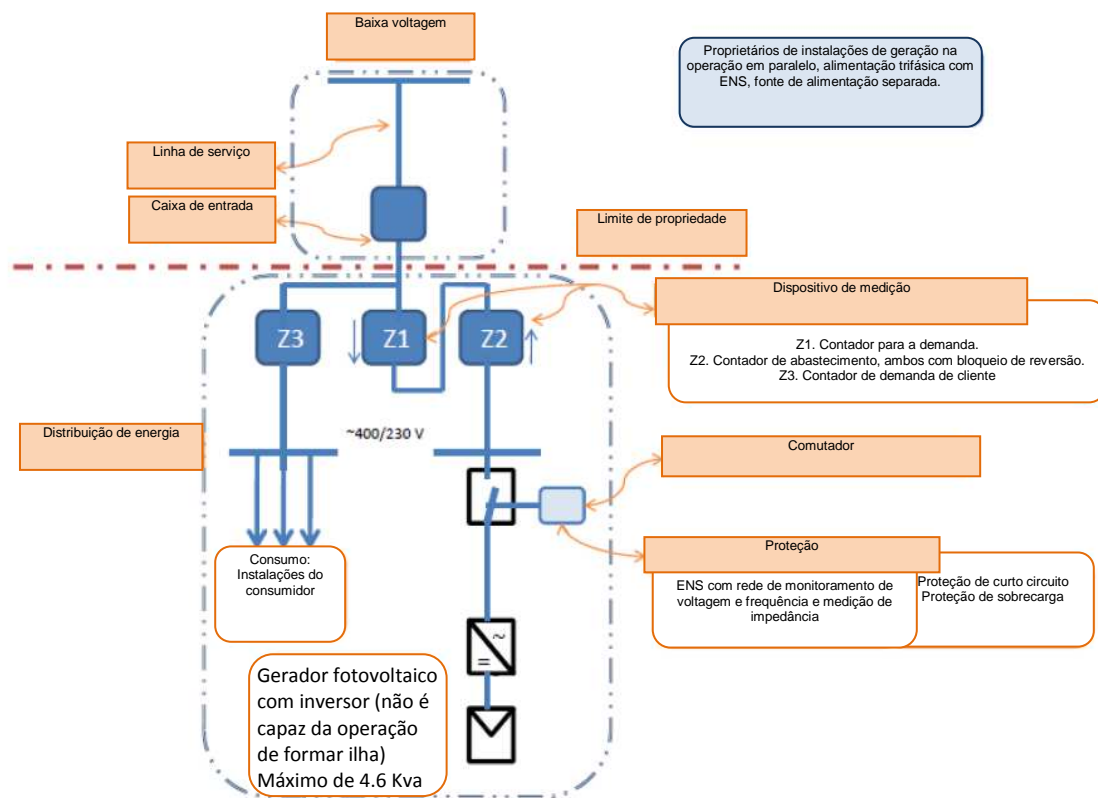


Figura 6.2.c: Esquema de instalação de acordo com a lei de feed-in da Alemanha com proteção de queda de tensão e de aumento de tensão bem como proteção de curto circuito. [Derivado de VDEW 2001]

Lista de Referências

- [AmerenUE 2010] Facts about AmerenUE's Net Metering/Interconnection. Retrieved in July 2010 from www.ameren.com/sites/aeu/source/ADC_Facts-NetMetering.pdf
- [AnxServiceAct 2009] Bundesregierung: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)
- [bdew 2009] bdew: Energiemarkt Deutschland: Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Sommer, 2009
- [BEE 2009] R. Hinrichs-Rahlwes, B. Pieprzyk: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für Deutschland, November, 2009
- [Bhandari 2010] Role of Grids for Electricity and Water Supply with Decreasing Costs of Photovoltaics. Kassel University Press
- [Braun 2009] M. Braun, T. Stetz, T. Reimann, B. Valov, G. Arnold: OPTIMAL REACTIVE POWER SUPPLY IN DISTRIBUTION NETWORKS - TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT FOR PV-SYSTEMS. Fraunhofer IWES, Kassel, Germany, 2009
- [Braun 2009b] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, A. Jossen: Photovoltaic self-consumption in Germany using Lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy, ISET, Kassel, 2009
- [Degner 2010] T. Degner, P. Strauß, G. Arnold, T. Reimann, B. Engel: Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen. Bad Staffelstein, 2010
- [dena 2004] dena: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transport Strom, VE Transmission, Endbericht, Köln, Februar 2004
- [Destatis 2007] <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destahttp://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/BauenWohnen/Bautaetigkeit/Tabellen/Content75/WohnungsbestandDeutschland,templateId=renderPrint.psml>, September, 2010
- [EEG 2009a] Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions. Legislation of the German Ministry for Environment, Energy and Nuclear Safety. Berlin, Germany
- [EEG 2009b] Tariffs and Sample Degression Rates Pursuant to the Renewable Energy Sources Act of 25 October 2008. Legislation of the German Ministry for Environment, Energy and Nuclear Safety. Berlin, Germany
- [Energiekonzept 2010] BMU, BMWi: Energiekonzept: Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, September, 2010
- [FNN 2008] Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Entwurf, Stand 21.11.2008

- [IREC 2009] Net Metering Model Rules 2009. Interstate Renewable Energy Council. Retrieved in July 2010 from <http://www.irecusa.org/NMmodel09>
- [Kaufmann 1995] W. Kaufmann: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. VWEV-Verlag, Frankfurt a.M., 1995
- [Kerber 2007] G. Kerber: bessere Ausnutzung bestehender Netze – Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik. ew, Jahrgang 106, Heft 4, S. 50-54, 2007
- [Kerber 2008a] G. Kerber, R. Witzmann; „Statistische Analyse von NSVerteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen“; EW Jg. 107 (2008), Heft 6, pp. 22-26
- [Kerber 2008b] G. Kerber, Rolf Witzmann; „Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles“; World Renewable Energy Congress (WRECX; Glasgow; 24. July 2008)
- [Kerber 2009] G. Kerber: Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz. Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, TU München, 2009
- [Morrison 2010] Net Metering - An Issue Paper of the National Rural Electric Cooperative Association. Retrieved in July 2010 from www.nreca.org/documents/publicpolicy/netmetering.pdf
- [Nenning 2009] R. Nenning: Anschluss von Solarstromanlagen an das Stromnetz. Illwerke, vkw-netz AG, Bergenz, April, 2009
- [NNEC 2009] Freeing the Grid - Best and Worst Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures. Network for New Energy Choices, New York
- [OCC 2009] Net Metering Basics. The Office of Ohio Consumers' Counsel (OCC), Columbus, Ohio
- [Photon 2010] photon: Bundesweite Solarkredite. In Photon, Heft 9/2010, S. 174-175, 2010
- [REN 21 2010] Renewables 2010 - Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for 21st Century
- [Schaeffer 2004] Schaeffer, G.J., Alsema, E.; Seebregts, A, Beurskens, L, de Moor, H., van Sark, W, Durstewitz, M, Perrin, M., Boulanger, P, Laukamp, H and Zuccaro, C., 2004. Learning from the sun – analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: the Caso of photovoltaic power. Final report of the Photexp project. ECN, Petten.
- [Scheffler 2002] J. Scheffler: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, TU Chemnitz, 2002
- [Stadler 2009] I. Stadler, C. Humpert: Challenges and opportunities of the integration of new consumers and decentralized power plants. Gtz and ANEEL, Cologne, 2009
- [Valov 2009] B. Valov: Transformers for Offshore Wind Platforms: Expected Problems and Possible Approaches. 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission, Networks for

- [VDEW 2001] Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDEW 4. Ausgabe, Berlin/Frankfurt am Main
- [VDN 2005] Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie - Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDN, Berlin
- [VDN 2007a] Technische Regeln zur Beurteilung von Netrückwirkungen; VDN, VEÖ, csres, VSE; 2007; VWEW Energieverlag, Frankfurt
- [Williamson 2008] Economics of Commercial Photovoltaic and Net Metering. Louisiana Department of Natural Resources, Technology Assessment division, Louisiana